

*ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ*

# **АТЛАС ТИПОВЫХ МОДЕЛЕЙ**

## ***КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ***

Научный редактор **Н.К. Фортунатова**

Составители: **Н.К.Фортунатова, А.Г.Швец-Тэизта-Гурий, Г.В.Агафонова, А.В.Баранова**

*ВНИГНИ выражает благодарность компании «Шеврон» за вклад  
в издание этого атласа*



Москва, РЭФИА

1999

ALL RUSSIA RESEARCH GEOLOGICAL  
OIL INSTITUTE

# ATLAS OF TYPICAL MODELS

## *PETROLEUM CARBONATE RESERVOIRS OF EUROPEAN PART OF RUSSIA*

N.K. Fortunatova, Scientific editor

Authors: Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gury A.G., Agafonova G.V., Baranova A.V.

*VNIGNI express gratitude to the "Chevron Overseas  
Petroleum Inc." Company for the contribution to the  
publication of this Atlas*



Moscow, REFIA

1999



**Атлас типовых моделей карбонатных резервуаров нефти и газа Европейской части России** / Под ред. Н.К. Фортунатовой - М.: РЭФИА, 1999. - 194 с., ил. 86.

ISBN 5-7844-0025-8

С позиции закономерности генетической организации карбонатных образований различных иерархических уровней (порода-формация) рассматриваются вопросы классификации отложений и методы моделирования строения осадочных толщ. Предложена технология построения объемных моделей карбонатных природных резервуаров нефти и газа, использующая стандартные разномасштабные палетки внутренней структуры осадочных тел, зависимости петрофизических свойств и структурных параметров пород, данные бурения и сейсморазведки. Технология разработана в результате изучения разновозрастных карбонатных комплексов нефтегазоносных бассейнов, проведенного авторами на территории России, Узбекистана, Туркменистана, Афганистана, Казахстана, Украины и Болгарии. Рассматриваются возможности различных методов геологической интерпретации сейсмических данных. Освещена методика составления формационных карт на основе установленных закономерностей латеральных последовательностей карбонатных и карбонатосодержащих формаций востока Восточно-Европейской платформы Урала и Пай-хоя. Приведены типовые модели карбонатных осадочных комплексов для различных крупных тектонических структур. Атлас содержит разномасштабные карты (20 карт) палеозойских карбонатных резервуаров европейской части России (Тимано-Печорский, Волго-Уральский, Прикаспийский регионы), стандартные и типовые модели карбонатных образований различных уровней (22 модели) и графики зависимостей структуры осадочных тел, их физических свойств и геометрических параметров (6 графиков). Дается перевод на английский язык оглавления, названий иллюстраций, введения и наиболее важных разделов текста.

Атлас рассчитан на широкий круг геологов, литологов, седиментологов, стратиграфов, геологов-нефтяников, геофизиков, студентов и преподавателей геологических Вузов.

Табл. 3, ил. 86, список лит. 75 назв.

Составители:

*Н.К. Фортунатова, А.Г. Швец-Тэнэта-Гурий, Г.В. Агафонова, А.В. Баранова*

Научный редактор *Н.К. Фортунатова*

**Atlas of typical models of petroleum carbonate reservoirs of European part of Russia** /

Ed. N.K. Fortunatova. - M.: REFIA, 1999. - 194 pp., figs. 86.

ISBN 5-7844-0025-8

The issues of classification of deposits and methods for modeling of sedimentary series structure are discussed from viewpoint of the relationship of genetic organization of carbonate formations of different hierarchical levels (rock-formation). The technology is offered for the construction of volume models of carbonate natural oil and gas reservoirs employing standard different-scale pallets of an inner structure of sedimentary bodies, the relationship of petrophysical properties and structural rock parameters, drilling and seismic data. This technology has been developed as a result of studies of different-age carbonate complexes of oil-gas-potential basins carried out by the authors in the territories of Russia, Uzbekistan, Turkmenia, Afghanistan, Kazakhstan, Ukraine and Bulgaria. Probabilities are discussed of different methods of seismic data geological interpretation. The methods for constructing formation maps on the basis of relationships between lateral sequences of carbonate and carbonate-bearing formations of the East of the East-European platform of the Urals and Pay-Khoy are introduced. Typical models of carbonate sedimentary complexes for different major tectonic structures are given. The Atlas includes different-scale maps (20 maps) of Paleozoic carbonate reservoirs of European part of Russia (the Timan-Pechora, Volga-Uralian and Pre-Caspian regions), standard and type models of carbonate formations of different levels (22 models) and graphs of relationships between a structure of sedimentary bodies, their physical properties and geometrical parameters (6 graphs). The contents, captions, introduction and the most important sections of the Atlas are given in English.

The Atlas is aimed at a wide circle of geologists, lithologists, sedimentologists, stratigraphers, oil-geologists, geophysicists, students and faculty members of geological higher schools.

Tables 3, figs. 86, references 75.

Authors

*Fortunatova N.K., Schvetz-Teneta-Gury A.G., Agafonova G.V., Baranova A.V.*

Scientific editor *Fortunatova N.K.*

ISBN 5-7844-0025-8

© Н.К. Фортунатова, А.Г. Швец-Тэнэта-Гурий, Г.В. Агафонова, А.В. Баранова

Fortunatova N.K., Schvetz-Teneta-Gury A.G., Agafonova G.V., Baranova A.V.

© Всероссийский научно-исследовательский нефтяной геологический институт (ВНИГНИ)  
All-Russia Research Geological Oil Institute (VNIGNI)

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	12
<b>Глава 1.</b> Теоретические основы моделирования структуры карбонатных природных резервуаров .....	15
Система генетической организации структуры карбонатных тел. <i>Фортунатова Н.К.</i> ...	15
Формы зависимостей структуры карбонатных тел, их физических свойств и геометрических параметров. <i>Фортунатова Н.К.</i> .....	17
<b>Глава 2.</b> Стандартные седиментационно-емкостные модели карбонатных осадочных тел. <i>Фортунатова Н.К.</i> .....	33
<b>Глава 3.</b> Технология моделирования карбонатных резервуаров (СЕМ). <i>Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i> .....	61
<b>Глава 4.</b> Основные типы карбонатных природных резервуаров палеозоя Европейской части России .....	86
Тимано-Печорский регион. <i>Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Агафонова Г.В., Баранова А.В.</i> .....	86
Волго-Уральская антеклиза. <i>Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i> .....	153
Список литературы .....	190

## CONTENTS

Introduction .....	12
<b>Chapter 1.</b> Theoretical basis of natural carbonate reservoirs structure modeling .....	15
Genetic organization of carbonate body structures. <i>Fortunatova N.K.</i> .....	15
Forms of relationships between a structure of carbonate bodies, their physical properties and geometrical parameters. <i>Fortunatova N.K.</i> .....	17
<b>Chapter 2.</b> Standard sedimentary-capacity models of carbonate sedimentary bodies. <i>Fortunatova N.K.</i> .....	33
<b>Chapter 3.</b> Procedure of carbonate reservoirs modeling (SCM). <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i> .....	61
<b>Chapter 4.</b> Basic types of carbonate natural reservoirs of the Paleozoic of European part of Russia ....	86
The Timan-Pechora area. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G., Agafonova G.V., Baranova A.V.</i> .....	86
Volga-Uralian antecline. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i> .....	153
References .....	190

## Список иллюстраций

1.	Система генетической организации органогенных (бентогенных) карбонатных образований. <i>Фортунова Н.К.</i>	16
2.	Формы зависимостей: структуры каркаса, состава заполнителя, пористости и скорости седиментации в литогенетических типах биогермных известняков. <i>Фортунова Н.К.</i>	26
3.	Зависимость первичной пористости $M_p$ (в % от площади шлифа) от показателя $E$ гидродинамического режима осадконакопления (по Белозеровой Г.Е., 1979 г.)	27
4.	Зависимость интервального времени $\Delta t$ от пластовой скорости $V_{пл}$ и от открытой пористости $K_p$ в стандартных литотипах (табл. 1). <i>Фортунова Н.К., Поляков С.А.</i>	31
5.	Зависимость интервального времени $\Delta t$ от пластовой скорости и от открытой пористости $K_p$ в стандартных литотипах (табл. 1) <i>Фортунова Н.К., Поляков Е.А.</i>	31
6.	Графики зависимости коэффициента глинистости ( $K_g$ ) и седиментационного градиента мощности ( $G_c$ ) в карбонатной и карбонатно-глинистой формациях. <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г.</i>	32
7.	Стандартная седиментационно-емкостная модель бентогенной карбонатной формации. <i>Фортунова Н.К.</i>	34
8.	График изменения толщин карбонатных формаций. <i>Фортунова Н.К.</i>	40
9.	Модель распределения зон-индексов бентогенной карбонатной формации в седиментационном бассейне (Амударьинский бассейн, $J_3$ ). <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г.</i>	42
10.	Седиментационно-емкостная модель отложений барьерной рифовой системы. <i>Фортунова Н.К.</i>	44
11.	Модель распределения стандартных зон-индексов карбонатной формации в области развития барьерной рифовой системы. <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г.</i>	46
12.	Седиментационно-емкостная модель одиночного рифа. <i>Фортунова Н.К.</i>	48
13.	Седиментационно-емкостная модель закрытого шельфа и приливно-отливной зоны. <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г.</i>	50
14.	Стандартная тонкослоистая модель природного резервуара в зоне развития приливно-отливных отложений. <i>Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г.</i>	52
15.	Модель строения природного резервуара в карбонатных приливно-отливных отложениях (зона-индекс 1Д). <i>Фортунова Н.К.</i>	53
16.	Седиментационно-емкостная модель береговых баров. <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г.</i>	54
17.	Модель распределения пород-коллекторов в береговом баре. <i>Михеев И.Г., Фортунова Н.К.</i>	55
18.	Строение подводных конусов выноса развитых в пределах склона палеобассейна. <i>Фортунова Н.К.</i>	56
19.	Модель распределения зон-индексов в области развития подводных конусов выноса. <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г.</i>	58
20.	Стандартная модель распределения пород-коллекторов в верхней продуктивной секции карбонатной подформации подводного конуса выноса (русовая часть). <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г.</i>	60
21.	Технологическая схема седиментационно-сейсмического и емкостного моделирования карбонатных формаций. <i>Фортунова Н.К.</i>	62
22.	Интерпретация генетических типов карбонатных отложений по данным ГИС. <i>Фортунова Н.К., Крючков В.Е.</i>	64
23.	Седиментационно-емкостная модель формации. Месторождение Западно-Тепловское. Пример использования программы СЕМ для определения положения скважины (блок III) (распечатка с экрана). <i>Фортунова Н.К.</i>	66
24.	Седиментационно-емкостная модель карбонатной формации, подводный конус выноса. Месторождение Западно-Тепловское. Пример использования программы СЕМ для определения положения скважины (блок III) (распечатка с экрана). <i>Фортунова Н.К.</i>	68
25.	Синтетическая скоростная модель формации (блок IV). <i>Погожев В.М.</i>	69
26.	Глубинный разрез скоростей (I) и синтетический временной сейсмический разрез (II) (блок IV). <i>Погожев В.М.</i>	70
27.	Технология моделирования природных резервуаров с использованием методик ЧВЗ и СЕМ. <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Гумаров Р.К.</i>	72



28.	Пример типовой модели карбонатного резервуара, учитывающий размыв верхней части формации. <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	74
29.	Взаимная увязка данных ВСП, МОГТ и ГИС. Временный масштаб с нульфазовой коррекцией. <i>Королев М.Л.</i>	76
30.	Отображение сейсмических данных в виде разрезов ЧВЗ и их привязка к разрезу скважины. <i>Гумаров Р.К.</i>	78
31.	Фрагмент разреза ЧВЗ. Аномалии в нижнекаменноугольных отложениях. <i>Гумаров Р.К.</i>	79
32.	Фрагмент разреза ЧВЗ. Аномалии в карбонатных фаменских и франских отложениях. <i>Гумаров Р.К.</i>	80
33.	Фрагмент двумерной модели девонско-нижнекаменноугольных природных карбонатных резервуаров (Токмовский свод). <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	82
34.	Типы ловушек. Группы литологических и структурно-литологических ловушек. <i>Фортунова Н.К.</i>	84
35.	Типы ловушек. Группы структурных, эрозионных и структурно-эрозионных ловушек. <i>Фортунова Н.К.</i>	85
36.	Латеральные формационные ряды. <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	87
37.	Седиментологическая модель карбонатно-вулканогенной формации. <i>Фортунова Н.К.</i>	90
38.	Латеральные формационные последовательности на разных стадиях развития осадочного бассейна. <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	92
39.	Восстановленные формационные ряды палеозоя Урала и Северо-Восточной окраины Восточно-Европейской платформы. <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	94
40.	Условные обозначения к формационным рядам палеозоя Урала и Северо-Восточной окраины Восточно-Европейской платформы (рис. 39, 41). <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	95
41.	Формационные ряды палеозоя Урала и северо-восточной окраины Восточно-Европейской платформы. <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	96
42.	Схема тектонического районирования востока Восточно-Европейской платформы (по Дикенштейну Г.Х., 1991 г.).	98
43.	Модель строения осадочного чехла Ижма-Печорской впадины и Печоро-Колвинского авлакогена. <i>Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	100
44.	Модель строения осадочного чехла Хорейверской впадины, Варандей-Адзъвинской зоны и Предуральского прогиба. <i>Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	101
45.	Карта распространения ассельско-сакмарских формаций Тимано-Печорской плиты и прилегающих районов Пай-Хоя, Урала и Тимана. <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Агафонова Г.В.</i>	103
46.	Условные обозначения к картам строения ассельско-сакмарских и франских формаций Восточно-Европейской платформы, Печорской плиты, Тимана и Урала (к рис. 45, 56, 68, 86). <i>Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	104
47.	Типовая седиментационно-емкостная модель ассельско-сакмарской карбонатной формации севера Печорской синеклизы. <i>Агафонова Г.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	108
48.	Карта строения ассельско-сакмарской карбонатной формации Колвинского мегавала и Хорейверской впадины. <i>Агафонова Г.В., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	110
49.	Модель строения карбонатного природного резервуара (ассельский и сакмарский ярусы, месторождение Южное Хыльчюу, Колвинский мегавал). Карта (I), разрез (II). <i>Агафонова Г.В.</i>	112
50.	Модель строения карбонатного природного резервуара (ассельский и сакмарский ярусы, месторождение Ярейю, Колвинский мегавал). Карта. <i>Агафонова Г.В.</i>	114
51.	Модель строения карбонатного природного резервуара (ассельский и сакмарский ярусы, месторождение Ярейю, Колвинский мегавал). Разрез. <i>Агафонова Г.В.</i>	116
52.	Модель строения карбонатного природного резервуара (ассельский и сакмарский ярусы, месторождение Северная Харьяга, Колвинский мегавал). Карта. <i>Агафонова Г.В.</i>	118
53.	Модель строения карбонатного природного резервуара (ассельский и сакмарский ярусы, месторождение Северная Харьяга, Колвинский мегавал). Разрез. <i>Агафонова Г.В.</i>	120
54.	Модель строения карбонатного природного резервуара (ассельский и сакмарский ярусы, площадь Сарутаю, Колвинский мегавал). Карта. <i>Агафонова Г.В.</i>	122
55.	Модель строения карбонатного природного резервуара (ассельский и сакмарский ярусы, площадь Сарутаю, Колвинский мегавал). Разрез. <i>Агафонова Г.В.</i>	124

56. Карта распространения верхнефранских формаций Печорской плиты и прилегающих районов Волго-Уральской антеклизы, Пай-Хоя, Урала и Тимана. *Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Баранова А.В.* 126
57. Типовая модель франской карбонатной формации Хорейверской впадины. *Баранова А.В.* 130
58. Типовая модель франско-фаменского карбонатного комплекса Колвинского мегавала. *Баранова А.В.* 132
59. Карта строения верхнефранской карбонатной формации Хорейверской впадины. *Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Баранова А.В.* 136
60. Модель строения карбонатного природного резервуара (франский и фаменский ярусы, месторождение Харьяга, Колвинский мегавал). Карта. *Баранова А.В.* 138
61. Модель строения карбонатного природного резервуара (франский и фаменский ярусы, месторождение Харьяга, Колвинский мегавал). Разрез. *Баранова А.В.* 140
62. Модель строения карбонатного природного резервуара (франский ярус, площадь Оленья, Хорейверская впадина). Карта. *Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Баранова А.В.* 142
63. Модель строения карбонатного природного резервуара (франский ярус, площадь Оленья, Хорейверская впадина). Разрез. *Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Баранова А.В.* 144
64. Модель строения карбонатного природного резервуара (франский ярус, площадь Верхнеколвинская, Хорейверская впадина). Карта. *Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Баранова А.В.* 146
65. Модель строения карбонатного природного резервуара (франский ярус, площадь Верхнеколвинская, Хорейверская впадина). Разрез. *Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Баранова А.В.* 148
66. Модель строения рифового природного резервуара. (франский ярус, месторождение Южный Тэбук, Ижма-Печорская впадина). Карта. *Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 150
67. Модель строения рифового резервуара (франский ярус, месторождение Южный Тэбук, Ижма-Печорская впадина). Разрез. *Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 152
68. Карта строения верхнедевонских формаций Волго-Уральской антеклизы и прилегающих районов. *Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 154
69. Разрез девонско-нижнекаменноугольных отложений (северо-восток Токмовского свода, площадь Турмышская). *Фортунова Н.К.* 156
70. Типовая модель франского карбонатного комплекса Токмовского свода. *Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 158
71. Типовая модель фаменско-турнейского карбонатного комплекса Токмовского свода. *Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 160
72. Модель строения девонско-нижнекаменноугольных карбонатных резервуаров в зонах индексах 4-6. Барьерная рифовая система и склон бассейна (площадь Турмышская, Токмовский свод). Разрез. *Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 162
73. Модель строения девонско-нижнекаменноугольных карбонатных резервуаров в зонах индексах 1а-3. Тыловая часть барьерной рифовой системы (площадь Турмышская, Токмовский свод). Разрез. *Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 163
74. Модель строения девонско-нижнекаменноугольных карбонатных резервуаров в зонах индексах 3-5. Барьерная рифовая система (площадь Турмышская, Токмовский свод). Разрез. *Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 164
75. Модель строения природного карбонатного резервуара (франский ярус, площадь Турмышская, Токмовский свод). Карта. *Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 166
76. Модель строения природного карбонатного резервуара (фаменский ярус, площадь Турмышская, Токмовский свод). Карта. *Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 168
77. Схема развития разнотипных прогнозируемых ловушек в верхнедевонско-нижнекаменноугольных карбонатных отложениях (Токмовский свод, площадь Турмышская, Токмовский свод). *Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 170
78. Типовая модель карбонатного резервуара франского яруса Бузулукской впадины. *Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 172
79. Модель строения резервуара в отложениях тыловых рифовых шлейфов (франский ярус, воронежский горизонт, продуктивный пласт VR-2, Бузулукская впадина). Карта. *Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 174
80. Модель строения природного резервуара в отложениях тыловых рифовых шлейфов (франский ярус, воронежский горизонт, продуктивный пласт VR-2а, Бузулукская впадина). Карта. *Фортунова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 176
81. Модель строения резервуара в отложениях тыловых рифовых шлейфов (франский ярус, воронежский горизонт, продуктивные пласты VR-2 и VR-2а, Бузулукская впадина). Разрез. *Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.* 178



82.	Модель строения рифового резервуара (нижняя пермь, артинский ярус, Соль-Илецкий выступ). Карта. <i>Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	180
83.	Модель строения рифового резервуара (средний карбон–нижняя пермь, Соль-Илецкий выступ). Разрез. <i>Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	182
84.	Модель строения рифового резервуара (нижняя пермь, Западно-Тепловское месторождение). Карта. <i>Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	184
85.	Модель строения рифового резервуара (нижняя пермь, Западно-Тепловское месторождение, по данным Ю.И. Никитина и др., 1983 год /40/, с изменениями по методике СЕМ). Разрез. <i>Фортунатова Н.К.</i>	186
86.	Карта строения верхнефранских формаций востока Восточно-Европейской платформы, Печорской плиты, Тимана и Урала. <i>Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г.</i>	188

### Список таблиц

Таблица 1.	Стандартные литогенетические типы карбонатных пород и их краткая характеристика.....	18
Таблица 2.	Средние значения параметров литогенетических типов неизменных и слабоизмененных карбонатных отложений (номера литогенетических типов см. табл. 1) .....	28
Таблица 3.	Соотношение значений седиментационных градиентов и градиентов скорости погружения морского дна в различных палеогеоморфологических и тектонических зонах, определяющие седиментационную мощность карбонатных отложений .....	38

### List of figures

1.	System of genetic organization of benthogenic carbonate body structure deposits. <i>Fortunatova N.K.</i>	16
2.	Forms of dependencies: structure of framework, composition of filler, porosity and rate of sedimentation in lithogenetic types of biohermic limestones. <i>Fortunatova N.K.</i>	26
3.	Dependence of primary porosity $M_{п}$ (in % of the area of thin section) on an index of hydrodynamic regime of sedimentation $E$ (Belozerova G.E., 1979).	27
4.	Dependence of interval time $\Delta t$ on the open porosity $K_{п}$ and the layer velocity in standard lithotypes. <i>Fortunatova N.K., Polijkov E.A.</i>	31
5.	Dependence of interval time $\Delta t$ on the open porosity $K_{п}$ and the layer velocity. <i>Fortunatova N.K., Polijkov E.A.</i>	31
6.	Graph of the dependence of sedimentation gradient of formation thickness change ( $G$ ) on a clayiness factor of the section ( $K_{г}$ ) in the carbonate and the clayey – carbonate formations. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	32
7.	Standard sedimentary-capacity model of benthogenic carbonate formation. <i>Fortunatova N.K.</i>	34
8.	Graph of carbonate formation thickness change. <i>Fortunatova N.K.</i>	40
9.	Model of the distribution of zones-indexes of the carbonate formation in sedimentary basin (Amu-Darya, Upper Jurassic). <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	42
10.	Sedimentary-capacity model of deposits of the barrier reef system. <i>Fortunatova N.K.</i>	44
11.	Model of the distribution of standard zones-indexes of the carbonate formation in the area of the development of barrier reef system. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	46
12.	Sedimentary-capacity model of the single reef. <i>Fortunatova N.K.</i>	48
13.	Sedimentary-capacity model of the closed shelf and the tidal zone. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	50
14.	Standard thin-bedded model of the natural reservoir in the zone of the development of tidal deposits. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	52
15.	Model of the structure of the natural reservoir in the carbonate tidal deposits (zone-index $I_{д}$ ). <i>Fortunatova N.K.</i>	53
16.	Sedimentary-capacity model of shore ramparts. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	54
17.	Model of the distribution of rock-reservoirs in the shore rampart. <i>Mihev I.G., Fortunatova N.K.</i>	55
18.	Structure of subsea fans developed within the slope of the paleobasin. <i>Fortunatova N.K.</i>	56
19.	Model of the distribution of zones-indexes in the area of the development subsea fans. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	58
20.	Standard model of the distribution of rock-reservoirs in the top productive section of the carbonate subformation of the subsea fan (a part of the bed). <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	60
21.	Technologic scheme of sedimentary-seismic and –capacity modeling of carbonate formations. <i>Fortunatova N.K.</i>	62

22.	Interpretation of genetic types of carbonate deposits by well-log data. <i>Fortunatova N.K., Kruchkov V.E.</i>	64
23.	Sedimentary-capacity model of the formation. The field Western-Teplovskaya, the case of the employment of SCM program (block III) (Copy from screen). <i>Fortunatova N.K.</i>	66
24.	Sedimentary-capacity model of the carbonate formation of the subsea fan. The field Western-Teplovskaya, the case of the employment of SCM program. (Block III). Copy from screen. <i>Fortunatova N.K.</i>	68
25.	Synthetic rate model of the formation (block IV). <i>Pogozev V.M.</i>	69
26.	Abyssal section of rates (I) and synthetic time seismic line (II) (Block IV). <i>Pogozev V.M.</i>	70
27.	Methods for modeling of the structure of natural reservoirs using methods of frequency-time correlation and sedimentary-capacity modeling. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G., Gumarov R.K.</i>	72
28.	Example of the type model of carbonate reservoirs with washing in the upper part of the formation. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	74
29.	Mutual correlation of VSP, CDP and log data. Time scale with zero-phase correction. <i>Korolev M.L.</i>	76
30.	Reflection of seismic data in the form of frequency-time correlation sections and their correlation with well section. <i>Gumarov R.K.</i>	78
31.	Fragment of the FTC, section. Anomalies in Lower Carboniferous deposits. <i>Gumarov R.K.</i>	79
32.	Fragment of FTC section. Anomalies in carbonate Famennian and Frasnian deposits. <i>Gumarov R.K.</i>	80
33.	Fragment of 2-D model of Devonian-Lower Carboniferous natural reservoir (the Tokmovsky arch). <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	82
34.	Types of traps. Depositional and structural-depositional groups. <i>Fortunatova N.K.</i>	84
35.	Types of traps. Structural, structural-erosional and erosional groups. <i>Fortunatova N.K.</i>	85
36.	Lateral formation series. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	87
37.	Sedimentological model of carbonate-volcanogenic formations. <i>Fortunatova N.K.</i>	90
38.	Lateral successions of formations on different evolution stages of sedimentary basin. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	92
39.	Recover formation series of Paleozoic formations of the Urals and northeastern margin of the East-European platform. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	94
40.	Legend to the Formation series of the paleozoic formation of the Urals and North-Eastern margin of the East-European platform (fig. 39, 41). <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	95
41.	Formation series of Paleozoic formations of the Urals and North-Eastern margin of the East-European platform. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	96
42.	Tectonic scheme of the East part of the East-European platform. (G.H. Dickenschtein., 1991)	98
43.	Model of the structure of sedimentary platform mantle of the Izma-Pechora basin and the Pechora-Kolva aulakogene. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	100
44.	Model of the structure sedimentary platform mantle of the Khoreyver basin, the Varandey-Adz'vinsky zone and the Pre-Uralian trough. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	101
45.	Map of the structure of Asselian-Sakmarian formations of the Pechora area and the adjacent regions of the Pai-Choi, the Urals and the Timan. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G., Agafonova G.V.</i>	103
46.	Legend to maps of distribution of Asselian-Sakmarian and frasnian formations of the East of the East-European Platform, the Pechora plate the Timan, and the Urals (Fig. 45, 56, 68, 86). <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	104
47.	Type sedimentological model of Asselian-Sakmarian carbonate formation of the north of the Pechora syncline. <i>Agafonova G.V., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	108
48.	Map of the structure of the Asselian-Sakmarian carbonate formation of the Kolvin megarampart and the Khoreyver basin. <i>Agafonova G.V., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	110
49.	Model of the structure of the carbonate natural reservoir (Asselian and Sakmarian stages, the South Khyl'chuyu field). <i>Agafonova G.V.</i>	112
50.	Model of the structure of the natural reservoir (Asselian and Sakmarian stages, the Yareyuskoie field, the Kolvin megarampart). Map. <i>Agafonova G.V.</i>	114
51.	Model of the structure of natural reservoir (Asselian and Sakmarian stages, the Yareyuskoie field, the Kolvin megarampart). Section. <i>Agafonova G.V.</i>	116
52.	Model of the structure of the natural reservoir (Asselian and Sakmarian stages, the North Khar'aginskaya field, the Kolvin megarampart). Map. <i>Agafonova G.V.</i>	118
53.	Model of the structure of the natural reservoir (Asselian and Sakmarian stages, the North Khar'aginskaya field, the Kolvin megarampart). Section. <i>Agafonova G.V.</i>	120



54. Model of the structure of the natural reservoir (Asselian and Sakmarian stages, the Sarutayuskaya area, the Kolvin megarampart). Map. <i>Agafonova G.V.</i>	122
55. Model of the structure of the natural reservoir (Asselian and Sakmarian stages, the Sarutayuskaya area, the Kolvin megarampart). Section. <i>Agafonova G.V.</i>	124
56. Map of the structure of Upper Frasnian formations of the Pechora plate and the adjacent regions of the Volga-Urals antecline, the Pai-Choi, the Urals and the Timan. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G., Baranova A.V.</i>	126
57. Type model of the Frasnian-Famennian carbonate complex of the Khoreyver basin. <i>Baranova A.V.</i>	130
58. Type model of the Frasnian carbonate complex of the Kolvin megarampart. <i>Baranova A.V.</i>	132
59. Map of the structure of the Upper Frasnian carbonate formation of the Khoreyver basin. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G., Baranova A.V.</i>	136
60. Model of the structure of the natural reservoir (the Frasnian, Famennian stages, Khariaginskoie field, the Kolvin megarampart). Map. <i>Baranova A.V.</i>	138
61. Model of the structure of the natural reservoir (the Frasnian, Famennian stages, Khariaginskoie field, the Kolvin megarampart). Section. <i>Baranova A.V.</i>	140
62. Model of the structure of the carbonate natural reservoir (the Frasnian stage, the Olenia area, the Khoreyver basin). Map. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G., Baranova A.V.</i>	142
63. Model of the structure of the carbonate natural reservoir (the Frasnian stage, the Olenia area, the Khoreyver basin). Section. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G., Baranova A.V.</i>	144
64. Model of the structure of the carbonate natural reservoir (the Frasnian stage, the Upper-Kolvin area, the Khoreyver basin). Map. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G., Baranova A.V.</i>	146
65. Model of the structure of the carbonate natural reservoir (the Frasnian stage, the Upper-Kolvin area, the Khoreyver basin). Section. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G., Baranova A.V.</i>	148
66. Model of the structure of the reef reservoir. (The Frasnian stage, the South Tebuk field, the Izhma-Pechora basin). Map. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	150
67. Model of the structure of the reef reservoir. (The Frasnian stage, the South Tebuk field, the Izhma-Pechora basin). Section. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	152
68. The map of structure of upper-Devonian formations of the Volga-Urals antecline and surrounded areas. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	154
69. Devonian-Lower Carboniferous deposits (the North-East of the Tokmovsky arch, the Turmyshskaia area). Section. <i>Fortunatova N.K.</i>	156
70. Type model of the Frasnian carbonate complex of the Tokmovsky arch. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	158
71. Type model of the Famennian-Turnenian carbonate complex of the Tokmovsky arch. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.,</i>	160
72. Model of the structure of Devonian-Lower Carboniferous carbonate reservoirs of zones-undexes 4-6. Barrier reef system and slope of basin (the Turmysh area, the Tokmovsky arch). Section. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	162
73. Model of the structure of Devonian-Lower Carboniferous carbonate reservoirs of zones-indexes 2-3. Inner slope of reef (the Turmysh area, the Tokmovsky arch). (Section. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	163
74. Model of the structure of Devonian-Lower Carboniferous carbonate reservoirs of zones-indexes 3-5. Barrier reef system (the Turmysh area, the Tokmovsky arch). Section. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	164
75. Model of the structure of the carbonate reservoir. (The Frasnian stage, the Turmysh area, the Tokmovsky arch). Map. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	166
76. Model of the structure of the carbonate reservoir. (The Famenian stage, the Turmysh area, the Tokmovsky arch). Map. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	168
77. Scheme of the development of different-type forecast traps in Upper Devonian-Lower Carboniferous carbonate deposits. (The Tokmovsky arch, the Turmysh area). Map. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	170
78. Type model of the carbonate reservoir of Frasnian of the Buzuluk basin. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	172
79. Model of the structure of the reservoir in the deposits of rear reef trains (The Frasnian stage, the Voronez horizon the productive bed VR-2, the Buzuluk basin). Map. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	174
80. Model of the structure of the reservoir in the deposits of rear reef trains (The Frasnian stage, the Voronez horizon, the productive bed VR-2a, the Buzuluk basin). Map. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	176

81. Model of the structure of the reservoir in the deposits of rear reef trains (The Frasnian stage, the Voronezh horizon, productive beds VR-2 and VR-2a, the Buzuluk basin). Section. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	178
82. Model of the structure of the reef reservoir. (The Lower Permian, the Artinskian stage, the Sol'-Iletz nose). Map. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	180
83. Model of the structure of the reef reservoir. (The Middle Carboniferous – Lower Permian, the Sol'-Iletz nose). Section. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	182
84. Model of the structure of the reef reservoir. (The Lower Permian, the Western-Teplovskoie field). Map. <i>Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	184
85. Model of the structure of the reef reservoir. (The Lower Permian, the Western-Teplovskoie field by the data of Yu.I.Nikitin et al., 1983 /40/ with the corrections following the SCM methods). Section. <i>Fortunatova N.K.</i>	186
86. Map of the structure of Upper Frasnian formations of the East of the East-European platform, the Pechora plate, the Timan and the Urals. <i>Fortunatova N.K., Shvetz-Teneta-Gury A.G.</i>	188

### List of tables

Table 1. Standard lithogenetic types (lithotypes) of carbonate rocks and their properties .....	18
Table 2. Medium parameters of unaltered lithogenetic types of carbonate deposits (numbers of lithotypes in table 1) .....	28
Table 3. Correlation between sedimentation gradient and subsidence sea floor gradient in different paleogeomorphic and tectonic zones which caused sedimentary thickness of carbonate deposits .....	38



*Посвящается светлой памяти отечественных ученых литологов С.В.Тихомирова, И.Г.Михеева, В.Н.Шванова, Д.Н.Патрунова, идеи которых вдохновляли авторов при работе над этой книгой*

## ВВЕДЕНИЕ

За последние годы накопилось много информации о строении палеозойских карбонатных отложений Европейской части России. Этому способствуют продолжающиеся работы по разведке и эксплуатации залежей нефти и газа в "старых" добывающих районах, освоение новых глубокозалегающих горизонтов, поиск и разведка различных типов неантиклинальных ловушек, возобновление работ в "малоперспективных" землях, использование новых более эффективных методов и технологий обработки и интерпретации данных сейморазведки. К числу положительных факторов при накоплении и обобщении геолого-геофизической информации относится создание многочисленных систем компьютерных баз знаний.

Задачи определения новых направлений поисково-разведочных работ, лицензионная деятельность и связанная с ней предварительная оценка масштаба открытия или повышения точности подсчета запасов на месторождениях, разработка и внедрение сложных технологий обработки и интерпретации геолого-геофизических материалов привело к широкому использованию методов моделирования на всех стадиях геологоразведочных работ. Необходимость разработки методов и современных технологий моделирования строения карбонатных комплексов обусловлена также ограниченными возможностями методов сейморазведки при интерпретации их внутренней структуры. Возникающие трудности объясняются однородным минеральным составом карбонатных отложений (кальцит, доломит), малыми колебаниями значений плотностей, а, соответственно, и пластовых скоростей (в среднем 5,0-5,8 км/сек), сильной изменчивостью структуры пород в пластах и, как следствие этого, отсутствием четких прослеживаемых отражающих границ в толщах карбонатов. Поэтому обычные методы сейсмостратиграфии при интерпретации внутреннего строения карбонатных природных резервуаров не работают. Уже на ранних стадиях проведения геофизических работ и поискового бурения требуется модель осадочного комплекса для выбора методики полевых сейсмических работ, установления целевых горизонтов, определения интервалов отбора керна и испытания первых поисковых скважин.

Модель осадочного тела – физическая, графическая или математическая объемная конструкция, устанавливающая зависимости между анализируемыми параметрами изучаемого объекта. На сегодняшний

## INTRODUCTION

Plenty of new data about the structure of Paleozoic carbonate deposits in European Russia have been collected in recent years. Many factors have contributed to that, among them progressing exploration of and production in HC pools in the "old" and producing regions, development of new deep-lying horizons, search for and exploration of different types of non-anticlinal HC traps, renewal of work at "low-potential" areas, and application of new and more efficient methods of processing and interpreting seismic data. Another positive factor related to the accumulation of new information is the development of numerous computerized databases that open way to an all-round analysis of variegated geological data.

Studies of new trends in prospecting work development, license claiming and, connected with it, the need to pre-assess the scale of a discovery or to produce a higher-accuracy calculation of reserves in previously discovered fields, and development and introduction of sophisticated technologies of processing and interpretation of geological/geophysical materials - all this has resulted in an extensive application of modeling techniques at all stages of geological prospecting. At present, modeling methods are widely used in lithological, petrophysical, geophysical and geochemical studies and investigations. The need to develop methods for modeling the structures of carbonate complexes on the basis of comprehensive analysis of geological and geophysical data also arises because seismic methods can interpret the inner structure of a complex only to a limited extent. Homogeneous mineral composition of the carbonate deposit (calcite, dolomite), small variations of density and, respectively, formations velocities (5.0 - 5.8 km/s on the average), large differences of rock structures in layers resulting in absence of distinctly traceable reflecting boundaries in carbonate series produce mediocre results when studied by the usual seismic stratigraphic methods of interpreting the inner structures of natural reservoirs in carbonates. As soon as geophysical work and exploration drilling begin, a model of sedimentary complex becomes an important tool for choosing methods of field seismic survey, identifying key horizons and intervals for coring, and testing early wildcats.

The model of a sedimentary body is a 3D physical, graphic or mathematical construction that depicts interdependencies between parameters of an object under study.



день существует три направления в моделировании природных резервуаров УВ.

1. Первое использует ретроспективный метод. В качестве априорной предлагается модель современного осадочного тела. Моделирование проводится по следующей схеме. В результате изучения керна, обработки и интерпретации материалов ГИС и сейсморазведки выбирается модель современного объекта (рифа, бара и т.д.) и затем, путем многократных операций сравнения параметров анализируемого объекта с априорной моделью вырабатывается окончательный вариант строения природного резервуара. Ретроспективный метод не всегда может быть использован при моделировании природных резервуаров, так как априорная седиментационная модель современного объекта всегда отличается от ископаемого аналога, который в течение геологического времени прошел различные стадии изменения внутренней структуры. Кроме того, некоторые осадочные тела не имеют современных аналогов. Использование ретроспективного метода требует высокой степени изученности анализируемого объекта бурением, поэтому чаще всего моделирование проводится на стадии разведки месторождения.

2. Второе направление использует метод аналогий. В этом случае в качестве априорной выбирается модель-аналог из числа близлежащих хорошо изученных объектов. Обычно это уже разведанные месторождения. Работы методом аналогий требуют выполнения следующих условий: а) расстояние между моделируемым объектом и объектом-аналогом должно быть меньше расстояний, на которых происходит изменение свойств продуктивного пласта или комплекса; б) точность моделирования определяется количеством имеющейся информации; то есть для получения адекватной модели, анализируемый объект должен быть изучен бурением с той же детальностью, что и аналоговый. Поэтому наиболее точные модели резервуаров, отражающие изменение их параметров получают уже на поздних стадиях разведки и при подсчете запасов.

3. Третье, новое направление, разрабатываемое авторами /53, 54, 57, 60/, использует стандартные количественные модели внутренней структуры осадочных тел, карбонатных объектов различных иерархических уровней: порода – пласт – пачка – формация. В основу их построения положены зависимости структурных параметров, отражающих соотношение процессов седиментации и петрофизических свойств пород. Поэтому модели такого типа называются седиментационно-емкостными.

Эти модели являются стандартными эталонами, так как разработаны в относительных параметрах и отражают общие зависимости:

At present, three approaches are used for modeling natural HC reservoirs:

1. The first approach makes use of the method of actualize. It is based on an *a priori* model of a modern sedimentary body. This approach is realized as follows. After a routine study of cores, interpretation and processing of logs and seismic data one usually chooses a contemporary object (a reef, a bar, etc.) as a model, and then a final version of the natural reservoir structure is developed by iterative comparison of parameters of the object under analysis and the *a priori* model. There are sophisticated software packages allowing a joint use of the *a priori* model and a base of geophysical, petrophysical, lithological and geochemical data. The use of these methods is limited by the following conditions:

- the *a priori* sedimentary model of a contemporary object always differs from its fossil counterpart whose internal structure underwent various stages of change in the course of geological time.
- these methods require a good knowledge of the object under study, obtained by drilling, therefore, they are more often used at the exploration stage;

2. The second approach makes use of the method of prototypes. In this case a model of a prototype is chosen from a number of adjacent well-studied objects, usually discovered fields. This way is mostly used in prospecting/exploration practice, especially for calculation of reserves. The method of prototypes can be realized upon the following conditions:

- a) The distance between the object of modeling and the prototype object should be less than the distance at which the change of properties of the pay stratum or complex occurs;
- b) Accuracy of modeling depends on the data availability, *i.e.* to construct an adequate model, the object under consideration must be studied by drilling to the same level of detail as the prototype. Therefore, models with the most rigorous parameters can be obtained only at later stages of exploration or at the stage of reserve calculation.

3. The third approach, now under development by the authors /53, 54, 57, 60/ makes use of standard quantitative multiple-factor pallet models developed for carbonate objects of different hierarchical levels: rock – layer – mass – formation.

Characteristic of these models is the following: they have been built on the basis of relations between structure parameters correlating petrophysical properties of rocks with the rock sedimentation processes; therefore, this type of models is referred to as sedimentation-capacitive.

The models are reference standards, as they are built in relative parameters and reflect the following dependencies:



- структуры пород и скорости седиментации, - скорости седиментации и мощности отложений, - мощности тела и его формы, - скорости тектонических погружений и мощности отложений данного типа, - содержания нерастворимого остатка и мощности пласта карбонатов, - количества пластов глинистых известняков и глин в разрезе и приостановок карбонатонакопления, - структуры пород и значений открытой пористости, - плотности пород и пластовых скоростей прохождения акустических волн.

Зависимости получены по данным изучения верхнепротерозойских и фанерозойских карбонатных отложений различных регионов СНГ.

Назначением атласа типовых моделей является демонстрация возможностей технологии седиментационно-емкостного моделирования (СЕМ) для создания моделей карбонатных природных резервуаров углеводородов, а также основных закономерностей и особенностей строения палеозойских карбонатных отложений Европейской части России.

rock structure vs. sedimentation rates; sedimentation rates vs. thickness; thickness vs. body shape; rate of tectonic subsidence vs. thickness; insoluble residue content vs. layer thickness and number of breaks in carbonate accumulation; rock structure vs. porosity; porosity vs. density; and density vs. velocity of acoustic waves propagation in the formation.

These dependencies were obtained from factual data of Upper Proterozoic, Palaeozoic, Mesozoic and Cenozoic carbonate deposits in various regions of CIS.

The third approach to modeling produced an atlas of maps of new accumulations of natural carbonate reservoirs on the territory of the Russian Federation. These maps were constructed on the basis of 3D quantitative models and methods for sedimentary-capacitive modeling. The atlas and the typical models of natural carbonate reservoirs in the European part of Russia have been compiled in order to illustrate the potential of the method of sedimentary-capacity modeling (SCM) for construction of HC carbonate reservoir models, as well as to demonstrate basic dependencies of the structure of Palaeozoic carbonate deposits of the European part of Russia.

---

Фактическим материалом для моделирования природных резервуаров нефти и газа послужили результаты изучения естественных обнажений, данные бурения (керна, результаты геофизического исследования скважин и петрофизического изучения керна, данные испытания), материалы ОГТ (региональные и детальные сейсмопрофили), карты  $\Delta t$ , материалы ВСП, ЧВЗ, данные объемной сейсморазведки 3d, структурные карты, выполненные в различных геологических научно-исследовательских институтах (ВНИГНИ, ВНИГРИ и др.) и территориальных геофизических экспедициях. Экспериментальным обоснованием карт и моделей являются результаты петрографического, петрофизического и геохимического изучения керна, материалы биостратиграфических и стратиграфических исследований.

Атлас составлен Фортунатовой Н.К. и Швец-Тэнэта-Гурием А.Г. Моделирование природных резервуаров нефти и газа севера Тимано-Печорской провинции выполнено Барановой А.В., Агафоновой Г.В. и Швец-Тэнэта-Гурием А.Г. Моделирование объектов Турмышского свода, Бузулукской впадины, Соль-Илецкого выступа выполнялось Фортунатовой Н.К., Швец-Тэнэта-Гурием А.Г., Румакиным В.Н., при участии биостратиграфов и геофизиков: Овнатановой Н.С., Зайцевой Е.Л., Копилевича Е.А., Шараповой Е.С., Гумарова Р.К., Королева М.Л., Гриншпуна А.В. Атлас предназначен для широкого круга геологов, литологов, седиментологов, стратиграфов, геологов-нефтяников, геофизиков, студентов и преподавателей геологических ВУЗов.

Авторы выражают благодарность своим коллегам В.Ф. Заузолкову, Д.В. Митрофанову, М.Б. Шумскому, Н.А. Болдовой, Н.В. Кругловой, оказавшим неоценимую помощь в подготовке рисунков и текста.



Структура карбонатных образований различных иерархических уровней определяет количество и тип сочетаний слагающих элементов, физические свойства (скоростную неоднородность, закономерности распределения значений плотности, емкостные и фильтрационные характеристики) и геометрические параметры тел. Существуют зависимости структурных, физических и геометрических параметров, позволяющие представить строение карбонатных объектов разных рангов в виде моделей распределения: пористости пород, их пластовых скоростей, профилей и других модификаций.

### Система генетической организации структуры карбонатных тел

Теоретической основой седиментационно-емкостного моделирования является система генетической организации структуры карбонатных образований различных иерархических уровней, формирующейся в результате взаимодействий во времени процессов концентрации и дифференциации вещества (рис.1)<sup>1</sup>. Система охватывает восемь уровней карбонатных тел: структурный компонент породы или осадка, литогенетический тип (порода), генетический тип (линза, пласт), генетическая подгруппа (пачка), генетическая группа (свита, гилеация), подформация (серия), формация (геоформация). Каждому уровню соответствуют генетические ряды карбонатных отложений, в которых происходит непрерывное последовательное изменение внутренней структуры тел. Ряды левой ветви отражают устойчивость биогенного карбоната к процессам разрушения, правой – рассеивание обломочного карбонатного материала. В структуре карбонатных тел надпородных уровней организации генетические ряды проявляются в виде седиментационных циклитов или фациальных последовательностей. В моменты приостановки карбонатной седиментации имеют место другие процессы осаждения, образуются пласты иного минерального состава (ангидрит, гипс, каменные соли, глины, пеплы и т.д.). Влияние приостановок карбонатной седиментации на формирование структуры осадочных тел возрастает с увеличением уровня организации. Стандартные седиментологические модели тел различных рангов образуют единую систему, что позволяет одновременно работать с моделями структур карбонатных образований разных иерархических уровней.

### Genetic organization of carbonate body structures

The theoretical basis of sedimentary-capacity modeling is formed by the system of genetic organization of carbonate deposits (Fig.1)<sup>2</sup> reflecting carbonate deposit structure formation at different levels as a result of interactions in the process of material concentration and differentiation. The system covers eight hierarchic levels of carbonate bodies: structural component of rocks or sediments, lithogenetic type (rock), genetic type (lens, layer), genetic sub-group (mass), genetic group (complex of layer, hyleation), sub-formation (series), and formation. Each level is correlated with genetic types of carbonate deposits in which the structures of bodies of the given level change continuously. Rows in the left branch reflect stability of biogenic carbonate to decay processes, while in the right branch rows correspond to differentiation of clastic carbonate. In the structure of carbonate bodies of supra-rock levels of organization, genetic rows are manifested as sedimentation cyclites or facial sequences. Periods of breaks in carbonate sedimentation allow other sedimentation processes to occur, beds of a different mineral composition (sulfates, salts, clays, ashes, etc.) to be formed. The impact of breaks in carbonate sedimentation on formation of the sedimentary body structure is the stronger, the higher is the level of organization. Standard sedimentological models of bodies of different levels form a single system, which allows simultaneous work to be performed with models of carbonate formations of different hierarchic levels.

<sup>1</sup> Система охватывает структуры только бентогенных карбонатов, продуцируемых бентосом в областях шельфов и континентальных склонов /55, 58/.

<sup>2</sup> The system of genetic organization covers structures of only benthogenic carbonates produced by benthos in the areas of shelves and continental slopes /55, 58/.



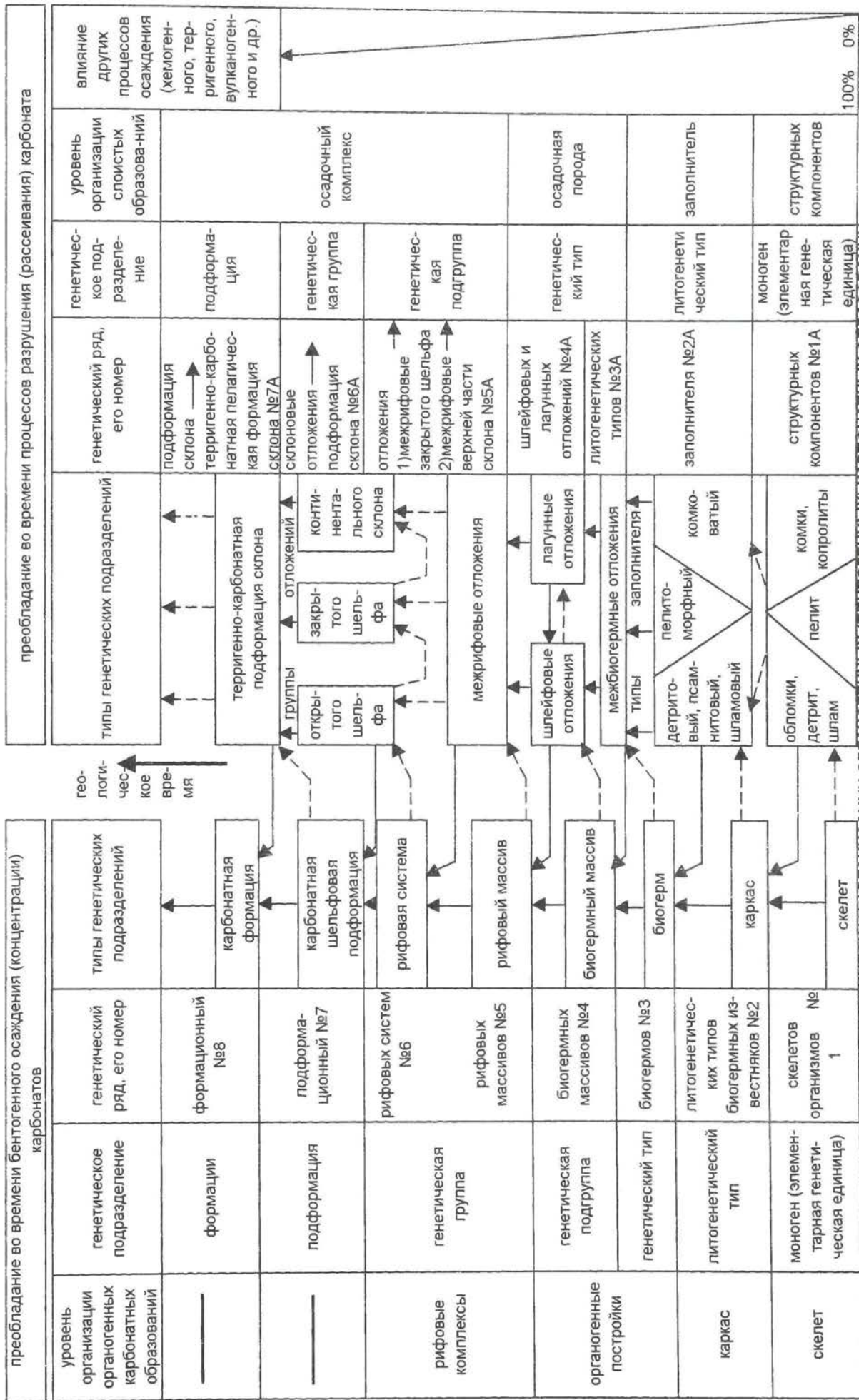


Рис. 1 СИСТЕМА ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ОРГАНОГЕННЫХ (БЕНТОГЕННЫХ) КАРБОНАТНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ  
 FIG. 1. SYSTEM OF GENETIC ORGANISATION OF BENTOGENIC CARBONATE BODY STRUCTURE

Сплошная стрелка - направление роста уровня концентрации биогенного карбоната, пунктирная - направление рассеивания

**Формы зависимостей структуры карбонатных тел, их физических свойств  
и геометрических параметров**

**Forms of relationships between a structure of carbonate bodies, their physical  
properties and geometrical parameters**

**Структура карбонатных пород, характеризующаяся закономерным сочетанием структурных компонентов (скелетов колониальных форм рифостроителей, раковин, известковых образований водорослей, раковинного детрита, шлама, обломков скелетов известьевыделяющих организмов, обломков карбонатных пород, комков, копролитов, кристаллического кальцита и др.), отражает взаимодействие во времени процессов концентрации и рассеивания (дифференциации) биогенного карбоната.**

Среди карбонатных отложений, слагающих шельфы и палеосклоны континентов, выделяется 78 типов структур или литогенетических типов карбонатных пород, характеризующихся наличием зависимостей петрофизических свойств (значений открытой первичной пористости, плотности, акустической жесткости) от типа структуры. Характеристика литогенетических типов приведена в **таблице 1**



Стандартные литогенетические типы карбонатных пород и их краткая характеристика  
 Standard lithogenetic types (lithotypes) of carbonate rocks and their properties.



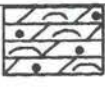


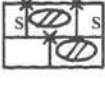
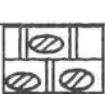
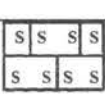

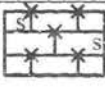




Генетическая группа отложений	Генетический тип отложений	Условный знак	№№ индексы	% содержание карбоната <sup>3</sup>	Название Литогенетического типа	Компонентный состав
1	2	3	4	5	6	7
Р И Ф Ф О В А Я	Б И О Г Е Р М Н Ы Е		№ 1	> 70%	Водорослевый строматолито-морфный без заполнителя	Строматолитовые формы цианобактерий, сине-зеленых и багряных водорослей, кристаллический кальцит, инкрустации, доломит
			№ 2	>70%	Водорослевые соленопоровые без заполнителя	Корковые формы соленопор
			№ 3	> 50%	Соленопоровые с оолитовым заполнителем	Сферические формы соленопор, обломки рифостроителей, оолиты, кристаллический кальцит
			№ 4	> 50%	Кораллово- (строматопоратово-, мшанково- и т.д.) – водорослевые известняки с обломочным заполнителем	Сферические формы рифостроителей, включая водоросли, обломки скелетов организмов, обломки известняков
			№ 5	> 70%	Известняки коралловые (мшанковые, гидроидные, строматопоратовые и т.д.) без заполнителя	Корковые формы рифостроителей (кроме водорослей), инкрустации, кристаллический кальцит
			№ 6	> 50%	Коралловые и т.д. известняки с обломочным заполнителем	Массивные и корковые формы рифостроителей (кроме водорослей) обломки рифостроителей, инкрустации
			№ 7	> 50%	Кораллово-строматопоратовые или кораллово-мшанковые и т.д. известняки с обломочным заполнителем	Сферические формы рифостроителей, кроме водорослей, обломки скелетов организмов
			№ 8	> 30%	Известняки из древовидных форм колониальных организмов с комковато-детритовым заполнителем	Древовидные формы рифостроителей, детрит, комки, обломки скелетов организмов, кальцисферы
			№ 9	> 30%	Известняки из кустистых форм колониальных организмов с шламовым, пелитоморфным заполнителем	Кустистые формы рифостроителей, детрит, пелит, комки, онколитоморфный карбонат, кальцисферы

<sup>3</sup> Графа дана для карбонатных карбонатов – литогенетических типов № 1 - № 14.

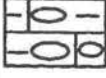
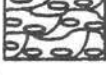
1	2	3	4	5	6	7
Р И Ф О В А Я	Б И О Г Е Р М Н Ы Е		№ 10	> 30%	Раковинные карбонаты с кустистыми формами рифостроителей и с комковато-детрито-пелитоморфным заполнителем	Раковины брахиопод, рудистов, онколиты, губки, детрит, комки, пелиты, колонии рифостроителей, доломит, кремневые конкреции
			№ 11	> 30%	Губковые (или археоциатовые) известняки со шламово-детритовым заполнителем	Кубковидные одиночные формы известковых губок, кораллов или археоциат, онколиты, шлам, детрит, доломит, кремневые конкреции, «глазки» кристаллического кальцита
			№ 12	> 30%	Известняки раковинные, с криноидно-детритовым заполнителем	Брахиоподы, устрицы, криноидеи, шлам, крупный детрит, доломит
			№ 13	> 20%	Доломиты среднекрупнокристаллические с реликтами рифостроителей	Кристаллический доломит, поры, каверны
			№ 14		Доломиты среднекрупнокристаллические без реликтов рифостроителей	Доломит кристаллический, поры, каверны, кристаллический кальцит
	М Е Ж И О Г Е Р М Н Ы Е		№ 15		Известняки органо-генно-обломочные с детритом и шламом	Обломки рифостроителей, неокатанный детрит и шлам, онколиты
			№ 16		Известняки пелитоморфные, доломитизированные	Доломит кристаллический, пелит, детрит
			№ 17		Доломиты тонкокристаллические с детритом	Тонкие и мелкие кристаллы доломита, детрит
	Т Ы Л О В Ы Е Ш Л Е Й Ф Ы		№ 18		Известняки оолитово-обломочные	Псаммитовые обломки рифостроителей, зачаточные оолиты
			№ 19		Известняки органо-генно-обломочные	Псаммитовые обломки рифостроителей, мелкий детрит, фораминиферы, кристаллический кальцит
			№ 20		Гравелиты известковые органогенные	Гравийные обломки рифостроителей, кристаллический кальцит
			№ 21		Конгломераты известковые органогенные	Галька и мелкие обломки биогермных известняков, рифостроителей, оолиты
			№ 22		Известняки шламово-крупнодетритовые (1-10 мм)	Крупный детрит рифостроителей, иглокожих, устриц, брахиопод, шлам, копролиты, доломит, кремневые конкреции
	П Е Р Е Д О В Ы Е Ш Л Е Й Ф Ы		№22А		Известняки органо-генно-обломочные, слабо глинистые	Псаммитовые обломки рифостроителей, шлам, пелитоморфный карбонат, глинистая примесь в виде прослоев и линз



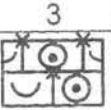
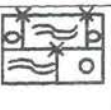
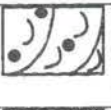
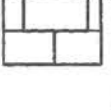
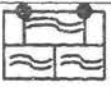
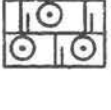


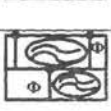
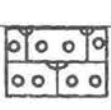
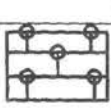

1	2	3	4	5	6	7
РИФОВАЯ	ЛАГУННЫЕ		№ 23		Известняки онколитово-комковатые	Крупные онколиты, детрит рифостроителей, иглокожих, комки, оолиты, фораминиферы
			№ 24		Известняки обломочные водорослевые	Обломки мутовчатых и кодиевых сифоней, двустворки, онколиты, зачаточные оолиты, фораминиферы
			№ 25		Известняки мелкодетритовые (0.1-1 мм)	Мелкий детрит рифостроителей, иглокожих, шлам, мелкие сгустки карбоната
			№ 26		Известняки пелитоморфные, доломитизированные	Пелитоморфный карбонат, доломит
			№ 27		Доломиты тонкокристаллические	Доломит тонкокристаллический
ОТКРЫТОГО ШЕЛЬФА	БАРОВЫЕ		№ 28		Известняки крупнооолитовые (1-5 мм)	Оолиты, крупный и мелкий детрит, копролиты, крупный шлам, кристаллический кальцит
			№ 29		Известняки мелкооолитовые (0.1-1 мм) косослойчатые	Оолиты, мелкий детрит, кристаллический кальцит
			№ 30		Известняки зачатчнооолитовые (0.1 мм) или микрофитолитовые	Оолиты, обломки известняков, мелкий детрит, крупный шлам, кристаллический кальцит, микрофитолиты
			№ 31		Известняки мелкообломочные, песчаные	Обломки известняков, обломки организмов, мелкий детрит, песчаные зерна кварца, полевых шпатов, шлам, кристаллический кальцит
			№ 32		Известняки оолитово-обломочные, песчаные	Обломки известняков, обломки организмов, мелкие оолиты, песчаные зерна кварца, полевых шпатов, кристаллический кальцит
			№ 33		Известняки биоморфно-детритовые	Крупный детрит, целые формы раковин и колоний, копролиты, шлам, пелитоморфный карбонат
	МЕЛКОВОДНЫХ ШЕЛЬФОВЫХ РАВНИН		№ 34		Известняки крупнодетритовые (1-10 мм)	Крупный детрит, копролиты, шлам, фораминиферы, обломки известняка
			№ 35		Известняки пелитоморфные с мелким детритом (0.1-1 мм)	Мелкий детрит, шлам, пелитоморфный карбонат, фораминиферы, спикулы, редкие онколиты, раковины
			№ 36		Известняки детритово-онколитовые	Онколиты, крупный и мелкий детрит, копролиты, шлам, фораминиферы
			№ 37		Известняки детритово-копролитовые	Крупный детрит, крупные и мелкие комки (копролиты), шлам, фораминиферы, конкреции

1	2	3	4	5	6	7
ОТКРЫТОГО ШЕЛЬФА	ГЛУБОКОГО ШЕЛЬФА		№ 38		Известняки шламovo-копролитовые	Крупный шлам, мелкие комки, мелкий детрит, доломит, редкие онколиты, спикулы, кремнистые конкреции
			№ 39		Известняки пелитоморфные, слабоглинистые	Пелит, шлам, глинистые минералы (до 20%), мелкий детрит, фораминиферы, целые раковины брахиопод, двустворок
			№ 40		Мергели	Пелит, глинистые минералы (до 20%), алевритовые зерна кварца, мелкий детрит, фораминиферы, целые раковины двустворок, брахиопод
			№ 41		Глины известковистые	Глинистые минералы, алевритовые зерна кварца, пелит, кристаллы пирита
КОНТИНЕНТАЛЬНОГО СКЛОНА	ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ СКЛОНА (ПОЛОГИЙ СКЛОН)		№ 42		Известняки крупношламовые, доломитистые	Крупный и мелкий шлам, редкий крупный детрит рифостроителей, доломит, раковинный детрит, спикулы губок, пелит
			№ 43		Известняки крупношламовые, конкреционные	Крупный и мелкий шлам, редкий крупный детрит, фораминиферы, спикулы, агрегаты и конкреции кварца и халцедона, кристаллический доломит
			№ 44		Доломиты мелко-среднекристаллические, конкреционные	Кристаллический доломит, крупный редкий детрит, кварц-халцедоновые агрегаты и конкреции
			№ 45		Спонголиты	Мелкий шлам, спикулы кремневых губок, радиолярии, редкий мелкий детрит, кристаллический кальцит и доломит
			№ 46		Известняки крупношламовые (0.05-1 мм)	Шлам, мелкий детрит, фораминиферы, спикулы кремнистых губок, известковые губки
			№ 47		Известняки тонкошламовые (< 0.05 мм)	Тонкий шлам, пелит, спикулы губок, доломит, глинистые минералы
			№ 48		Известняки пелитоморфные	Пелит, мелкий детрит, фораминиферы, спикулы губок
		№ 49		Доломит мелкокристаллический	Кристаллический доломит, кремневые конкреции	
	ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ СКЛОНА (КРУТОЙ СКЛОН)		№ 50		Известняки шламovo-обломочные	Органогенные обломки, оолиты, детрит иглокожих, шлам, пелит, спикулы, фораминиферы, кристаллический кальцит, доломит
			№ 51		Брекчии органо-генные, карбонатные, грубо ко-сослоистые	Обломки биогермных известняков (5-10 см), шлам, пелит, спикулы губок, фораминиферы, кристаллический кальцит и доломит, кремнево-халцедоновые агрегаты



1	2	3	4	5	6	7
К О Н Т И Н Е Н Т А Л Ь Н О Г О С К Л О Н А	ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ (КРУТОЙ СКЛОН)		№ 52		Карбонатные породы глыбовые	Глыбы биогермных известняков и доломитов (1-6 м), будины известняков и доломитов, пелит, шлам, спикулы губок
			№ 53		Карбонатные породы галечные	Несортированные обломки биогермных известняков (2 см - 0.5 м), пелит, глинистые минералы, тонкий шлам, алевритовая примесь кварца, кристаллический кальцит, доломит, спикулы губок
	НИЖНЕЙ ЧАСТИ СКЛОНА, ПОДВОДНЫХ КОНУСОВ ВЫНОСА (ТУРБИДИТЫ)		№ 54		Известняки слабоглинистые, пелитоморфные	Пелит, глинистые минералы, редко мелкий детрит, фораминиферы, кальцисферы, радиолярии, пирит
			№ 55		Известняки глинистые, пелитоморфные	Пелит, глинистые минералы, кальцисферы, редко радиолярии, мелкий детрит, фораминиферы, пирит
			№ 56		Известняки флишеподобные (мелкоритмичное переслаивание глинистых пелитоморфных известняков с глинами)	Пелитоморфный карбонат, пелит, шлам, кальцисферы, редко мелкий детрит, пирит
			№ 57		Известняки биоморфно-детритовые	Крупный детрит и целые формы раковин смешанного состава, ориентированные по напластованию, пелит, шлам
			№ 58		Известняки обломочные, мелко-слоистые (переслаивание с тонкими прослойками глинистого материала)	Обломки биогермного карбоната, оолиты, мелкий детрит, кристаллический кальцит
			№ 59		Известняки обломочные градиационно-слоистые (обломочные шламовые, глинистые)	Обломки биогермного карбоната, оолиты, шлам, пелит, глинистые минералы, алевритовая примесь кварца
		ПОДВОДНЫХ ДОЛИН (КОНТУРИТЫ)		№ 60		Известняки глинистые с прослоями полимиктовых песчаников
			№ 61		Глины известковые и мергели	Глинистые минералы, планктонные фораминиферы, радиолярии, кальцисферы, алевритовая примесь кварца, пелит



1	2	3	4	5	6	7
КОНТИНЕНТАЛЬНОГО СКЛОНА	ПОДВОДНЫХ АККУМУЛЯТИВНЫХ ПОДНЯТИЙ (КОНТУРИТЫ)		№ 62		Известняки шламovo-детритовые с онколитами	Крупный и мелкий детрит, онколиты, комки водорослей, фораминиферы, шлам, спикулы губок, радиолярии, пелит
			№ 63		Известняки обломочные, водорослевые	Обломки водорослей, фораминиферы, оолиты, обломки пелитоморфного карбоната, крупный шлам
			№ 64		Известняки крупнодетритовые	Крупный детрит, обломки кварца, фораминиферы, пелит
ГЕТЕРОГЕННЫЕ НЕРАСЧЛЕНЕННЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ВЕРХНЕЙ И НИЖНЕЙ ЧАСТИ СКЛОНА			№ 65		"Черные сланцы", или "доманикоиды", карбонатно-глинистая порода	Глинистые минералы, сферы, пелит, доломит, алевритовая примесь кварца, органическое в-во, аммониты, детрит раковинный и наземных растений, фораминиферы, радиолярии, спикулы губок
ЗАКРЫТОГО ШЕЛЬФА	МАЛОПОДВИЖНЫХ ПРИДОННЫХ ВОД		№ 66		Известняки пелитоморфные с редкими «глазками» кальцита	Пелит, шлам, фораминиферы, остракоды. Редко «глазки» крупнокристаллического кальцита, доломит мелко- среднекристал.
			№ 67		Известняки комковатые (> 1 мм)	Пелитоморфный и мелкозернистый известняк, доломит, комки пелитоморфного карбоната, комки водорослей
			№ 68		Известняки пелитоморфные с комками и онколитами сине-зеленых водорослей	Пелитоморфный карбонат, комки и онколиты, мелкие кустистые формы водорослей, доломит
			№68A		Известняки пелитоморфные с комками водорослей	Пелит, комки водорослей
			№ 69		Известняки порфировидные	Пелит, игольчатые кристаллы гипса или ангидрита, остракоды, фораминиферы
			№ 70		Известняки пелитоморфные с раковинами и детритом	Створки и ядра раковин, детрит, пелит
	ПОДВИЖНЫХ ПРИДОННЫХ ВОД		№ 71		Известняки мелкокомковатые (0.1-1 мм)	Мелкие комки карбоната, комки водорослей, фораминиферы, мелкий детрит, кристаллический кальцит, поры
			№ 72		Известняки мелкообломочные (0.1-1 мм)	Обломки карбонатных пород, зачаточные оолиты, фораминиферы, остракоды, обломки водорослей, кальцит
			№ 73		Известняки мелкооолитовые (0.1-1 мм)	Мелкие и зачаточные оолиты, обломки водорослей, фораминиферы, редкий детрит, кристаллический кальцит

1	2	3	4	5	6	7		
П Р И Б О Р О М О Р С К И Е	П Р И Л И В Н О - О Т Л И В Н Ы Е		№ 74		Известняки пелитоморфные "глазковые"	Пелит, "глазки" яснокристаллического кальцита, гипса, ангидрита, соли, редкие комки синезеленых водорослей и водорослевой проблематики		
			№ 75		Известняки брекчиевидные	Глинисто-карбонатный, пелитоморфный материал, мелкие остроугольные обломки различных известняков, доломитов, ангидритов (1-5 см), кристаллический доломит		
			№ 76		Известняки микрокристаллические, глинисто-алевритистые	Кристаллический кальцит, пелит, глинисто-алевритовый материал, реже шлам, доломит		
			№ 77		Известняки (доломиты) строматолитовые (микроволнистослойчатые)	Мелкие комки, пелит кристаллический, кальцит и доломит		
			№ 78		Доломит тонкокристаллический, глинистый	Кристаллический доломит, пелит, алевритовая примесь кварца, полевых шпатов		
			№79A		Доломиты средне-мелкокристаллические, плотные	Кристаллический доломит, кристаллы соли, ангидрита		
			№80A		Доломиты средне-мелкокристаллические, пористые	Кристаллический доломит, кристаллы соли, ангидрита, поры		
	П Р И В Н О - О Т Л И В Н Ы Е П Р И Б О Р О М О Р С К И Е	П Р И Л И В Н О - О Т Л И В Н Ы Е П Р И Б О Р О М О Р С К И Е		№ 81		Ангидриты	Разнокристаллический ангидрит	
				№ 82		Гипсы	Гипс	
				№ 83		Каменные соли	Галит, сильвин, карналлит	
	П Р И Б О Р О М О Р С К И Е	П Р И В Н О - О Т Л И В Н Ы Е П Р И Б О Р О М О Р С К И Е		№ 84		Песчаники полимиктовые	Обломочный материал полимиктового состава, глина, карбонатный материал (до 10%)	
				№ 85		Алевролит (0.005-0.1 м)	Кварц, полевые шпаты, карбонаты	
		П Р И В Н О - О Т Л И В Н Ы Е П Р И Б О Р О М О Р С К И Е	П Р И В Н О - О Т Л И В Н Ы Е П Р И Б О Р О М О Р С К И Е		№ 86		Гравелит (1-10 мм)	Кварц, полевые шпаты, обломки пород
					№ 87		Глина	Глинистые минералы

\* Литогенетические типы с индексом «А» не входят в немерацию типов структур



На рис. 2 показаны формы зависимостей пористости, скорости седиментации и структуры биогермных известняков. Структура биогермных известняков определяется типами органогенного каркаса и карбонатного заполнителя. В строении биогермов фанерозоя участвует пять жизненных форм<sup>4</sup> рифостроителей, независимых от таксономического состава организмов /58/: кустистые и пластинчатые, древовидные, сферические, полусферические и корковые формы. На рис. 2 жизненные формы расположены в ряд, отражающий устойчивость скелетов относительно разрушающей силы волн (генетический ряд № 1, рис. 1). В результате разрушения скелетов образуются различные структурные компоненты рыхлых карбонатных осадков: пелит, комки, детрит, обломки. Заполнитель ветвистого каркаса недифференцирован и представлен всеми компонентами примерно в равных количествах (25% от 100% заполнителя). Для образования жесткого каркаса ветвистыми формами необходимо и достаточно 30% содержание скелетного материала /60/. Таким образом, литогенетический тип биогермных известняков, построенных ветвистыми формами (№ 9-№ 11), содержит 30% скелетных целых форм и 70% материала-заполнителя, представленного различными структурными компонентами. Открытая пористость литогенетического типа определяется пористостью скелетного материала, слагающего каркас, и достигает значений 6-8%. Присутствие в заполнителе карбонатного пелита является причиной отсутствия пор в материале выполняющем каркас. Скорость седиментации литогенетических типов № 9-№ 11, с учетом скорости разрушения, составляет 0,3-0,5 см/год. Органогенные постройки, в которых доминирует эти литогенетические типы, имеют ярко выраженную холмообразную форму и обычно называются биогермами. В литогенетических типах № 2, № 3, № 4 постепенно происходит дифференциация материала заполнителя: в № 2 преобладают комки, в № 3 и 4 – обломки рифостроителей. Соответственно значения открытой пористости возрастают от 8-12% - в № 3-ем до 13-20% - в № 4-ом. В этом же направлении возрастает процент каркасных форм от 50% - в № 2 до 70% - в № 4-ом. Скорости седиментации имеют значения 0,25-0,7 см в год. Тела, сложенные литогенетическим типом № 8, имеют холмообразную форму, № 6-№ 4 - выпуклолинзовидную. В литогенетических типах № 1-№ 2-№ 5 скелетный материал обычно слагает 90-95% от объема породы, 5-10% приходится на межскелетные поры и кристаллический раннедиагенетический кальцит. Открытая пористость - внутрискелетная и межскелетная. Значения ее снижаются до 10-13%. Скорости седиментации самые низкие и составляют 0,2 см в год. Форма органогенных построек уплощенно-линзовидная, пластообразная. Это, так называемые, биостромные тела.

<sup>4</sup> «Жизненная форма» - форма приспособления организма к окружающей среде




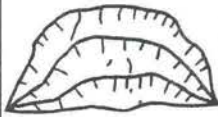

Номера стандартных литотипов (Фортунатова, 1997)	№9 №10 №11	№8	№6 №7	№3 №4	№1 №2 №5
Формы роста каркасообразующих организмов	 кустистая, пластинчатая	 древовидная	 массивная, сферическая	 полусферическая	 корковая
Состав заполнителя	пелит 25% шлам 25% комки 25% детрит 25% обломки 25%	комки > 50% шлам детрит пелит до 50%	обломки песчаной размерности > 50% кристаллический кальцит 25-10%	обломки гравийной 5-10%, песчаной размерности > 50%, кристаллический кальцит 5-10%	кристаллический кальцит 5-10%
Процентное соотношение каркас/заполнитель	30/70	50/50	60-70 / 30-40	60-70 / 30-40	90-95 / 5-10
Пористость скелета (каркасного карбоната) открытая, сообщающаяся	3-5%	3-5%	5-10%	5-10%	8-10%
Пористость открытая материала-заполнителя	<1-4%	5-7%	5-8%	8-10%	5%
Открытая пористость литотипа	3-9%	8-12%	10-18%	13-20%	10-13%
Средние значения скорости седиментации каркаса см/год	0,8-1	0,8-1,5	0,5-0,8	0,5	0,3
Средняя скорость разрушения см/год	0,5	0,5	0,1	0,25	0,1
Скорость седиментации литотипа см/год	0,3-0,5	0,3-0,1	0,4-0,7	0,25	0,2
Скорость седиментации биогермов с учетом приостановок ее роста см/год	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	0,05
Скорость седиментации рифового массива в зоне по данным радиоуглеродного метода на рифах в Карибском море (Д. Мэкинтайр, 1976)	0,2-0,1 см/год				

РИС. 2. ФОРМЫ ЗАВИСИМОСТЕЙ: СТРУКТУРЫ КАРКАСА, СОСТАВА ЗАПОЛНИТЕЛЯ, ПОРИСТОСТИ И СКОРОСТИ СЕДИМЕНТАЦИИ В ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПАХ БИОГЕРМНЫХ ИЗВЕСТНЯКОВ.

FIG. 2. FORMS OF DEPENDENCIES STRUCTURE OF FRAMEWORK, COMPOSITION OF FILLER, POROSITY AND RATE OF SEDIMENTATION IN LITOTYPES OF BIOHERMIC LIMESTONES.

Толщина стрелок отражает усиление интенсивности гидродинамической активности. Номера и характеристику литотипов см. в табл. 1.



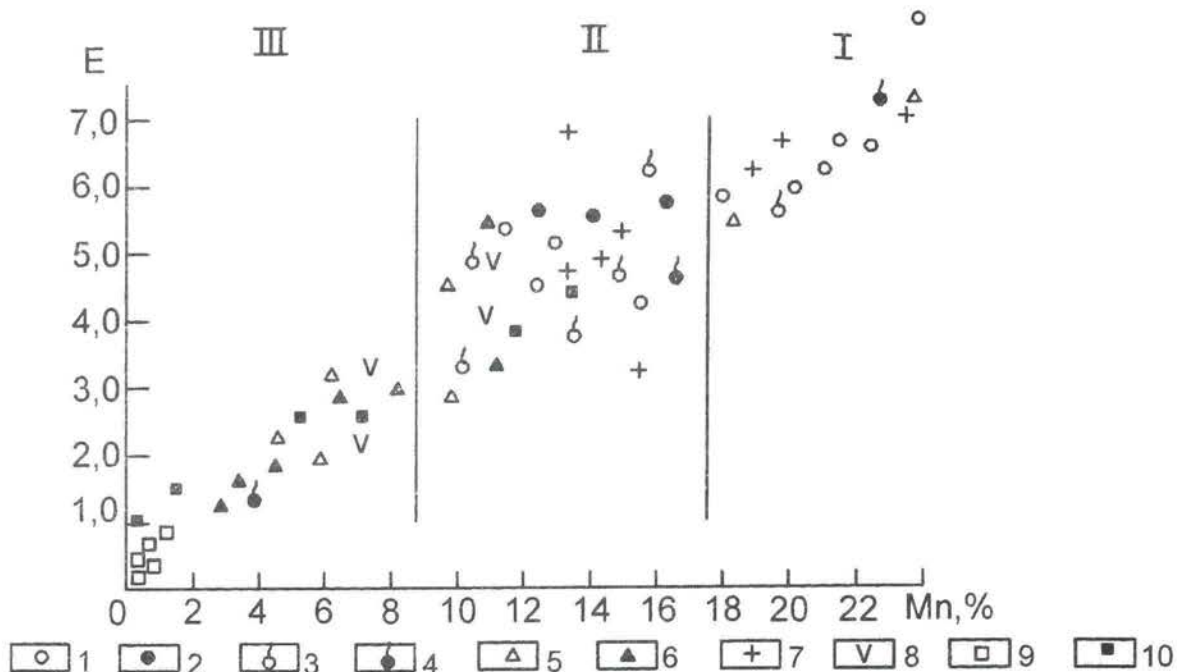


РИС. 3. ЗАВИСИМОСТЬ ПЕРВИЧНОЙ ПОРИСТОСТИ  $M_p$  (В % ОТ ПЛОЩАДИ ШЛИФА) ОТ ПОКАЗАТЕЛЯ  $E$  ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ (ПО Г.Е. БЕЛОЗЕРОВОЙ, 1979 г).

FIG. 3. DEPENDENCY OF PRIMARY POROSITY  $M_p$  (IN % OF THE AREA OF THIN SECTION) ON AN INDEX OF HYDRODYNAMIC REGIME OF SEDIMENTATION  $E$  (BELOZEROVA G. E., 1979).

1-10 - типы известняков: 1-4 - биоморфные: 1 - фораминиферовые (мелкие фораминиферы); 2 - фузулинидовые; 3 - водорослевые; 4 - комковато-фораминиферовые; 5-6 - детритовые: 5 - биоморфно-детритовые; 6 - полидетритовые (мелкий детрит); 7 - органогенно-обломочные; 8 - комковатые; 9 - микрозернистые; 10 - густковые.

На рис. 3 изображена зависимость значений общей пористости биоморфных, детритовых, органогенно-обломочных и комковатых известняков от показателя гидродинамической активности среды. Максимальные значения пористости характерны для хорошо отсортированных по размеру слагающих компонентов фораминиферовых и органогенно-обломочных литогенетических типов.

Важным признаком строения карбонатных толщ является **плитчатость**. Плитчатость – свойство карбонатных отложений, отражающее прерывистость седиментации. Плитки карбонатов одной структуры отделены межслоевыми швами-диастемами, к которым приурочены тонкие слои глин, мощностью от нескольких миллиметров до первых сантиметров.

Установлено, что различные литогенетические типы характеризуются определенным размером плитчатости, как это показано в табл. 2. **Размер плиток, их мощность зависит от скорости седиментации карбонатов определенной структуры.** Плитчатость - свойство карбонатных отложений независимое от вторичных процессов, что позволяет успешно его использовать при диагностике литогенетических типов по данным ГИС (радиоактивного каротажа) в случаях отсутствия керна. Диастемам соответствуют резкие малоамплитудные положительные экстремумы в записи гамма-каротажа.

В табл. 2 приведены значения открытой пористости для каждого типа первичной (седиментационной) структуры карбонатных пород. Существует устойчивая зависимость между седиментационной структурой и петрофизическими свойствами карбонатов ( $K_p$ ,  $\delta$ ,  $V_{пл}$ ). Таблица 2 используется для диагностики литогенетических типов карбонатных пород по данным геофизического изучения скважин.

Таблица 2 Table 2

Средние значения литогенетических типов неизмененных и слабоизмененных карбонатных отложений (номера литогенетических типов см. табл. 1)

Medium parameters of un altered lithogenetic types of carbonate deposits (numbers of lithotypes in table 1).

Генетический тип отложений	№ литотипа	Плитчатость, м	Кп %	V пл. Км/сек
1	2	3	4	5
Биогермные	1	0,5-1	5	5,3
	2	0,5-1	9	4,8
	3	1-2	12	4,6
	4	>4	9	4,8
	5	0,5-2	11	4,6
	6	2-4	13	4,5
	7	>4	16	4,2
	8	>4	12	4,6
	9	>4	9	4,8
	10	>4	6	5,2
	11	2-4	5	5,3
	12	2-4	5	5,3
	13	>4	6	5,2
	14	>4	4	5,4
Межбиогермные	15	2-4	15	4,3
	16	0,5-1	3	5,7
	17	1-2	1	5,9
Тыловых шлейфов	18	1-2	18	4,0
	19	0,5-1	16	4,2
	20	1-2	15	4,3
	21	2-4	8	4,9
Передовых шлейфов	22	1-2	12	4,6
	22A	0,5-2	14	4,4
Лагунные	23	1-2	3	5,7
	24	0,5-1	18	4,0
	25	0,5-1	2	5,8
	26	1-2	1	5,9
	27	0,5-1	1	5,9
Баровые	28	2-4	6	5,2
	29	1-2	8	4,9
	30	1-2	18	4,0
	31	2-4	20	3,8
	32	1-2	10	4,7
Мелководных шельфовых равнин	33	2-4	4	5,5
	34	1-4	2	5,8
	35	0,5-1	1	5,9
	36	1-2	4	5,5
	37	1-2	6	5,2
Глубокого шельфа	38	1-2	2	5,8
	39	0,5-1	1	5,7
	40	<0,5	- нерастворимый остаток (н.о.) 30-50%	4,2
	41	-	- (н.о.) 50-80%	4,0
Верхней части склона (пологий склон)	42	1-2	2	5,8



Таблица 2, продолжение

1	2	3	4	5
Верхней части склона (пологий склон)	43	1-2	1	5,9
	44	2-4	4	5,5
	45	0,5-1	1	5,9
	46	1-2	1	5,9
	47	0,5-1	1	5,9
	48	0,5-1	1	5,9
	49	0,5-1	8	4,9
Верхней части склона (крутой склон)	50	1-2	10	4,7
	51	2-4	3	5,5
	52	2-4	2	5,6
	53	2-4	2	5,5
Нижней части склона	54	0,5-1	2	5,6
	55	<0,5	- н.о. 15%	5,3
	56	<0,5	- н.о. 20%	5,2
	57	0,5-1	4	5,4
Русел подводных конусов выноса	58	0,5-1	12	4,6
	59	0,5-2	9	4,8
Подводных долин	60	<0,5	- н.о. 30%	5
	61	<0,5	- н.о. 40%	4,8
Подводных аккумулятивных поднятий	62	1-2	10	4,7
	63	1-4	15	4,3
	64	1-4	5	5,3
Гетерогенные, верхней и нижней частей склона	65	<0,5	- н.о. 50%	4,5
Малоподвижных придонных вод	66	2-4	1	5,9
	67	2-4	5	5,3
	68	1-2	<1	6,0
	68А	1-2	<1	6,0
	69	0,5-2	<1	6,0
	70	0,5-2	4	5,4
Подвижных придонных вод	71	2-4	8	5,0
	72	1-2	15	4,3
	73	1-2	20	3,8
Приливно-отливные	74	1-2	1	5,9
	75	0,5-2	2	5,8
	76	0,5-1	1	5,9
	77	0,5-1	10	4,3
	78	<0,5	1 н.о. 20%	5,5
	79А	1-4	1	5,9
	80А	1-4	12	4,6
Приливно-отливные и прибрежных лагун нерасчлененные	81	-	- ангидрит	6,0
	82	-	- гипс	6,0
	83	-	- соль	4,5
Терригенные прибрежно-морские нерасчлененные	84	-	8	4,8
	85	-	-	4,0
	86	-	-	4,5
	87	-	-	3,5

Конкретные карбонатные породы, изучаемые в естественных выходах на поверхности или в керне скважин, имеют различную степень изменения вторичными процессами, что иногда меняет их петрофизические свойства, и затрудняет интерпретацию. Для карбонатных пород, прошедших различные стадии изменения первичной структуры используются зависимости, изображенные на **рис. 4 и 5**, позволяющие переходить от первичных структур и свойств к значениям открытой пористости к конкретным породам и их петрофизическим свойствам.

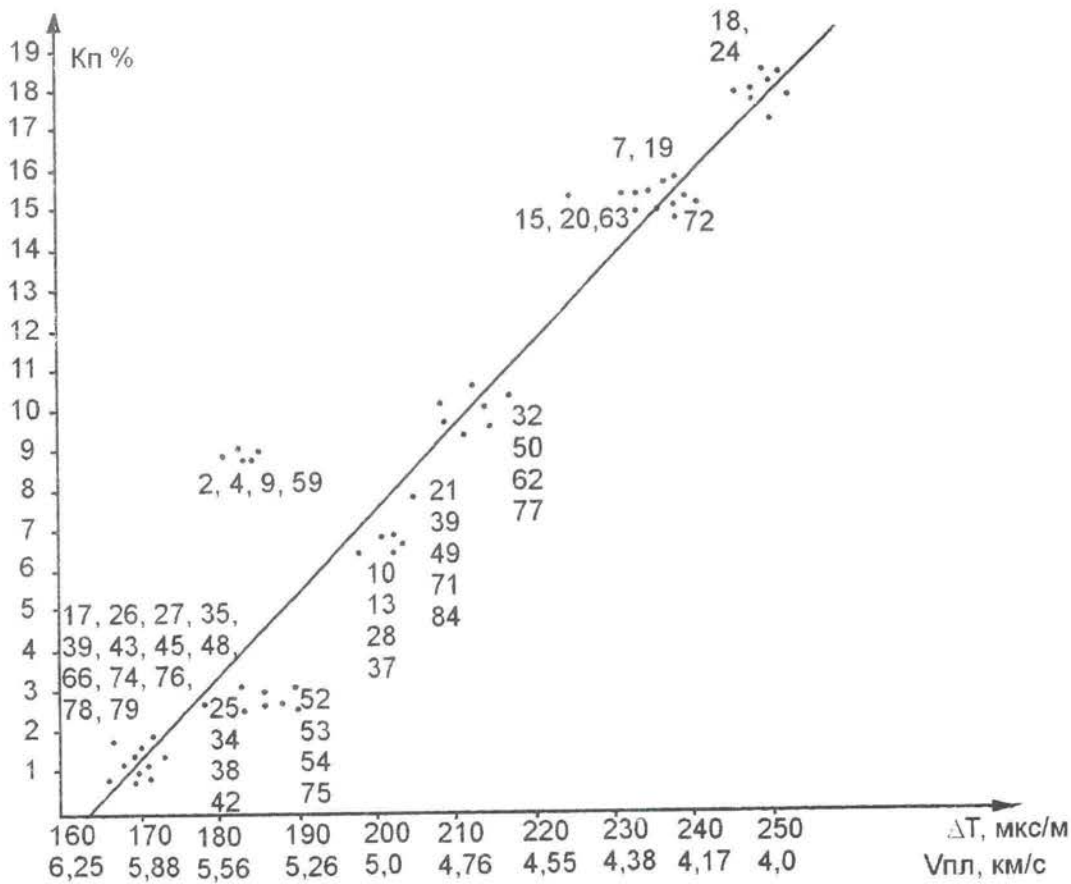
Диагностика литогенетических типов карбонатных пород по керну и результатам геофизических исследований скважин проводится в несколько этапов. На первом этапе исследуется керн и производится изучение структуры породы в шлифах. В результате этих исследований диагностируется тип структуры, устанавливается номер стандартного литогенетического типа. Второй этап включает в себя изучение процессов и стадий вторичных изменений первичной микроструктуры, устанавливается степень преобразования седиментационной структуры. Третий этап предусматривает проведение лабораторных определений следующих петрофизических параметров: открытой пористости ( $K_p$ ), пластовой скорости ( $V_{пл}$ ) или интервального времени ( $\Delta T$ ) (см. рис.4). Данные о литогенетическом типе карбонатных пород, стадии изменения структуры и значения петрофизических параметров позволяют выбрать соответствующую кривую на рис.5, которая используется для введения поправок в значения  $K_p$  на рис. 2. На четвертом этапе производится определение коэффициента плитчатости и содержание нерастворимого остатка по данным радиоактивного каротажа, определение значений  $\Delta T$  и  $K_p$  по данным акустического каротажа. На основании этих параметров выделяются стандартные литогенетические типы в разрезе скважины (см. далее рис. 22). Значения параметров позволяют также трансформировать стандартные модели в скоростные и сейсмические (см. далее рис. 25, 26).

В формировании структуры тел более высоких уровней организации - формаций и подформаций, большую роль играют перерывы карбонатного осадконакопления, обусловленные приостановками концентрации биогенного карбоната в зонах рифообразования. Продолжительность перерывов осадконакопления значительно превышает скорости седиментации карбонатов. Перерывам карбонатной седиментации соответствует отложение тонких пластов глин, глинистых известняков и доломитов, содержание которых в формациях оценивается коэффициентом глинистости ( $K_g$ ), измеряемым отношением суммарной мощности глинистых пластов к общей мощности разреза.

На **рис. 6** показаны различные формы зависимостей коэффициента глинистости от седиментационного градиента в карбонатной, терригенно-сульфатно-карбонатной и карбонатно-глинистой подформациях,<sup>5</sup> а также положение границы двух формаций: карбонатной и карбонатно-глинистой (точка 9). Седиментационный градиент мощности ( $G_c$ ) отражает изменения скоростей седиментации карбонатных отложений в различных фациальных зонах и измеряется отношением приращения (или уменьшения) мощности отложений в каждой градации к ширине зоны развития этой градации. Самые высокие значения градиентов наблюдаются в зонах перехода карбонатной шельфовой подформации в карбонатно-глинистую палеосклона. Эти формы зависимостей установлены для рифейских, палеозойских, мезозойских и кайнозойских карбонатных формаций различных регионов России, ближнего и дальнего Зарубежья. Они используются при картировании карбонатных комплексов для определения границ подформаций

<sup>5</sup> В отличие от общепринятого использования термина «подформация» /13, 66/ в качестве элемента формации, выделяемого по вертикали, авторы используют этот термин для выделения элементов формации по горизонтали, представляющих собой ассоциации градаций, объединяемых в единое тело по соотношению карбонатного, глинистого и сульфатного материала. Подформации различаются внутренней структурой, геометрией тел и формой зависимости седиментационного градиента и коэффициента глинистости.





•17, 26, 79 - номера литогенетических типов (см. табл. 1)

РИС. 4. ЗАВИСИМОСТЬ ИНТЕРВАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ  $\Delta T$  ОТ ПЛАСОВОЙ СКОРОСТИ  $V_{пл}$  И ОТ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ  $K_p$  В СТАНДАРТНЫХ ЛИТОТИПАХ (ТАБЛ. 1).  
 FIG. 4. DEPENDENCE OF INTERVAL TIME  $\Delta T$  ON THE OPEN POROSITY  $K_p$  AND THE LAYER VELOCITY IN STANDART LITHOTYPES (TAB. 1).

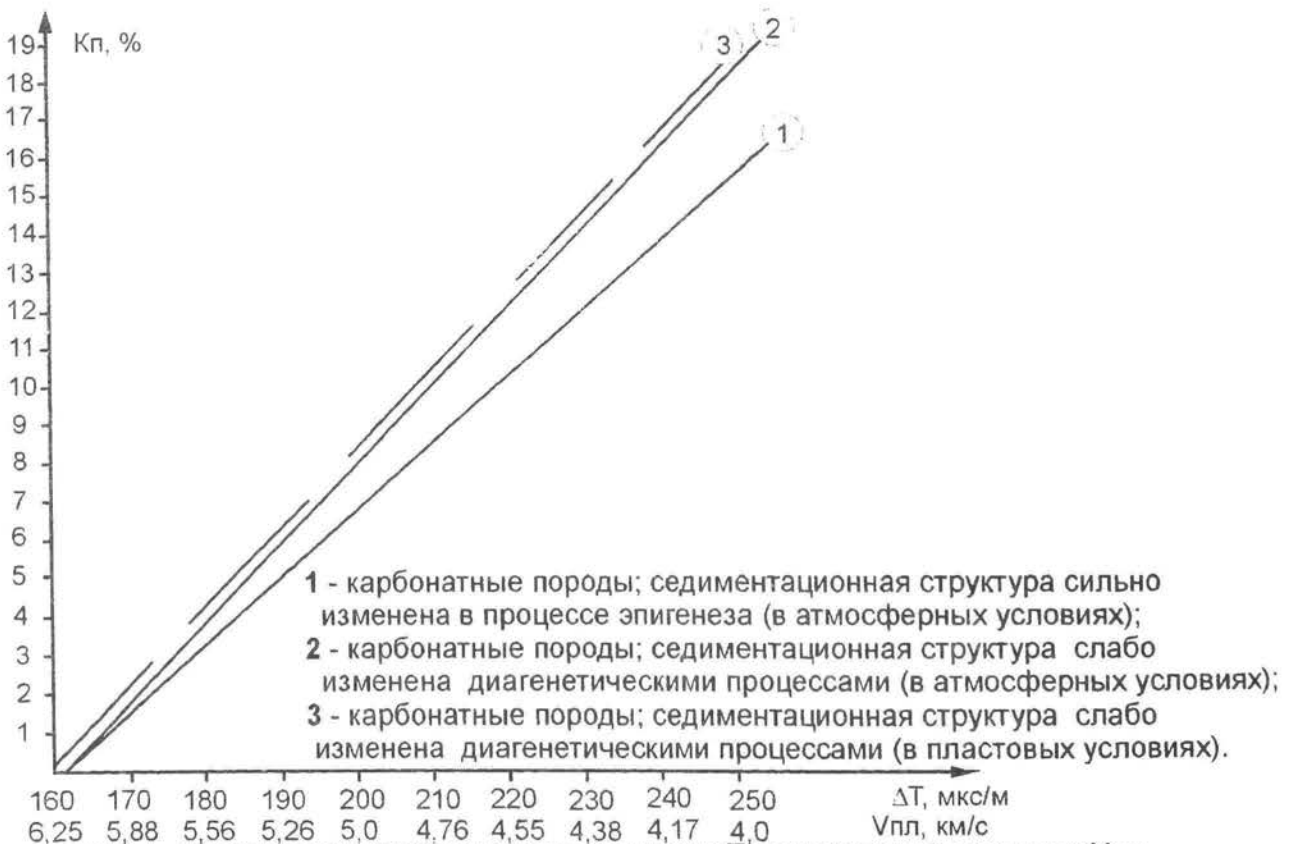


РИС. 5. ЗАВИСИМОСТЬ ИНТЕРВАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ  $\Delta T$  ОТ ПЛАСОВОЙ СКОРОСТИ  $V_{пл}$  И ОТ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ  $K_p$  В СТАНДАРТНЫХ ЛИТОТИПАХ (ТАБЛ. 1).  
 FIG. 5. DEPENDENCE OF INTERVAL TIME  $\Delta T$  ON THE OPEN POROSITY  $K_p$  AND THE LAYER VELOCITY IN STANDART LITHOTYPES (TAB. 1).

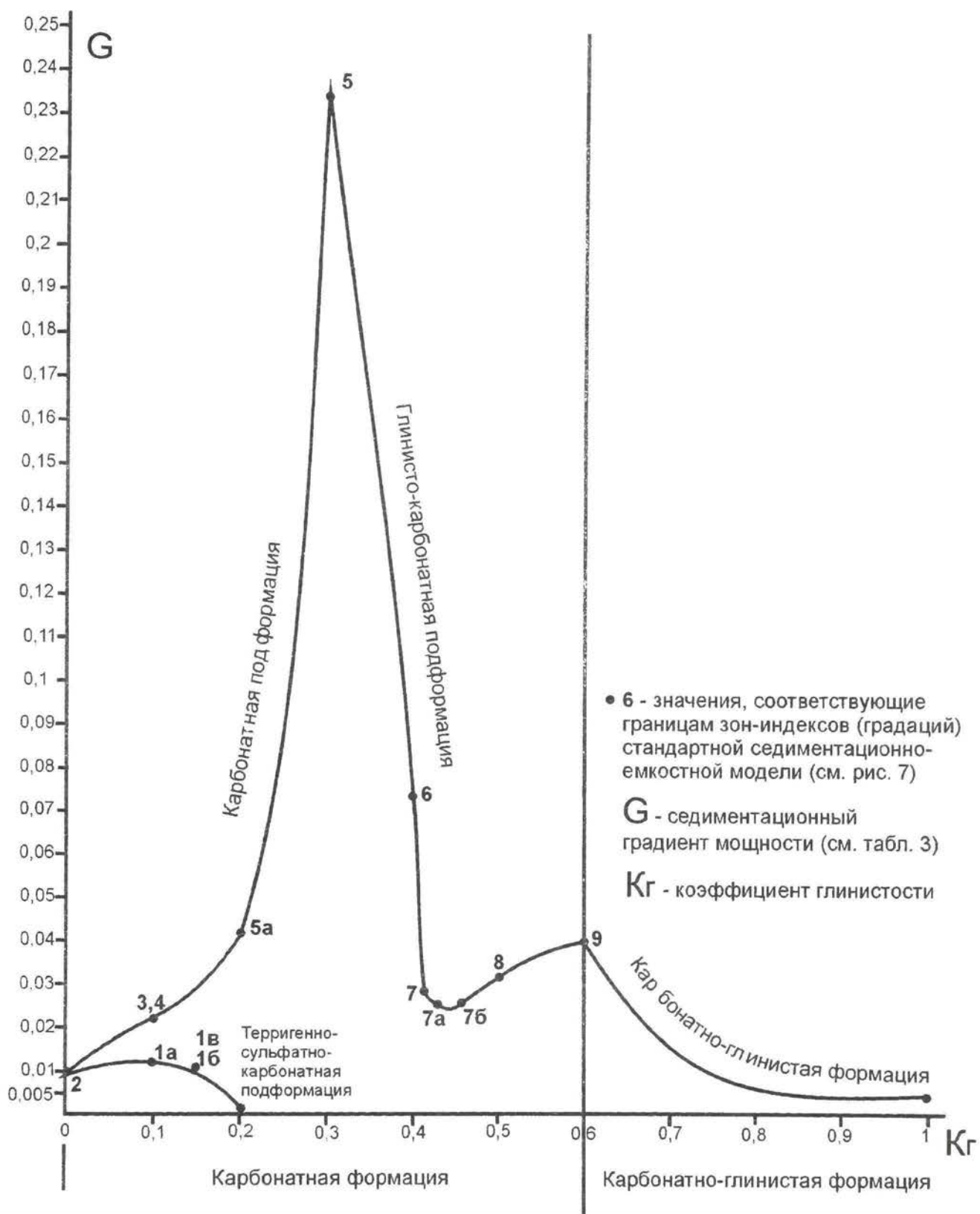


РИС. 6. ГРАФИКИ ЗАВИСИМОСТИ КОЭФФИЦИЕНТА ГЛИНИСТОСТИ (K<sub>г</sub>) И СЕДИМЕНТАЦИОННОГО ГРАДИЕНТА МОЩНОСТИ (G) В КАРБОНАТНОЙ И КАРБОНАТНО - ГЛИНИСТОЙ ФОРМАЦИЯХ.

FIG. 6. GRAPH OF THE DEPENDENCE OF SEDIMENTATION GRADIENT OF FORMATION THICKNESS CHANGE (G<sub>c</sub>) ON A CLAYNESS FACTOR OF THE SECTION (K<sub>г</sub>) IN THE CARBONATE AND THE CLAYEY - CARBONATE FORMATIONS.



## СТАНДАРТНЫЕ СЕДИМЕНТАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ МОДЕЛИ КАРБОНАТНЫХ ОСАДОЧНЫХ ТЕЛ

### STANDARD SEDIMENTARY-CAPACITY MODELS OF CARBONATE SEDIMENTARY BODIES

Стандартные седиментационно-емкостные модели представляют собой эталонные модели структур и физических параметров осадочных тел (от пласта до формации). Они могут быть представлены в виде программы (см. рис. 23), в графическом двумерном варианте (см. рис. 7), в виде карт – срезов строения комплексов (см. рис. 9). Их универсальность определяется следующими свойствами: 1) модели структур разработаны для карбонатных образований всех 8 иерархических уровней; 2) в их основу положены непрерывные генетические вертикальные и латеральные последовательности типов карбонатных пород (ряды № 1-№ 8 и № 1а-№ 8а см. рис. 1); 3) модели отражают изменение структуры и физических свойств пород в строго ориентированных поперечных сечениях карбонатных тел, то есть, соответствуют направлениям наибольшей изменчивости их свойств; 4) модели построены в относительных параметрах (процентах и коэффициентах), что позволяет их перевести в реальные параметры изучаемых объектов.

Стандартные модели используются для решения ряда научных и практических задач при моделировании карбонатных продуктивных пластов, природных резервуаров нефти, газа, воды, для стратиграфии, для построения синтетических скоростных и сейсмических разрезов и т.д.

На рис. 7 приведена стандартная модель внутренней структуры карбонатной формации. Модель охватывает весь профиль карбонатной седиментации и соответствует законченному циклу карбонатонакопления. Вертикальные границы формации определяются переходом к другим типам осадконакопления: терригенному, эвапоритовому или смешанному. Латеральные границы устанавливаются процентным содержанием карбоната: 40-50% в прибрежной части бассейна, что соответствует переходу в песчано-глинистые прибрежные и аллювиальные комплексы и 40-50% - на склоне палеобассейна, что соответствует зоне перехода в карбонатно-

Fig. 7 shows a standard sedimentary-capacity model of bentogenic carbonate formation, it shows internal logic of the inner structure of sedimentary bodies of this type. The model covers the entire profile of carbonate sedimentation and corresponds to a completed cycle of carbonate accumulation. The vertical boundaries of the formation correspond to transition to other types of sedimentation, viz. terrigenous, evaporate and combined ones. The lateral boundaries depend on carbonate content: 40-50% in the coastal part of the basin, which corresponds to the transition to sand-clayey coastal and alluvial complexes, and 40-50% on the slope of the



ЗОНЫ-ИНДЕКСЫ (ГРАДАЦИИ) ZONES-INDEXES (GRADATIONS)

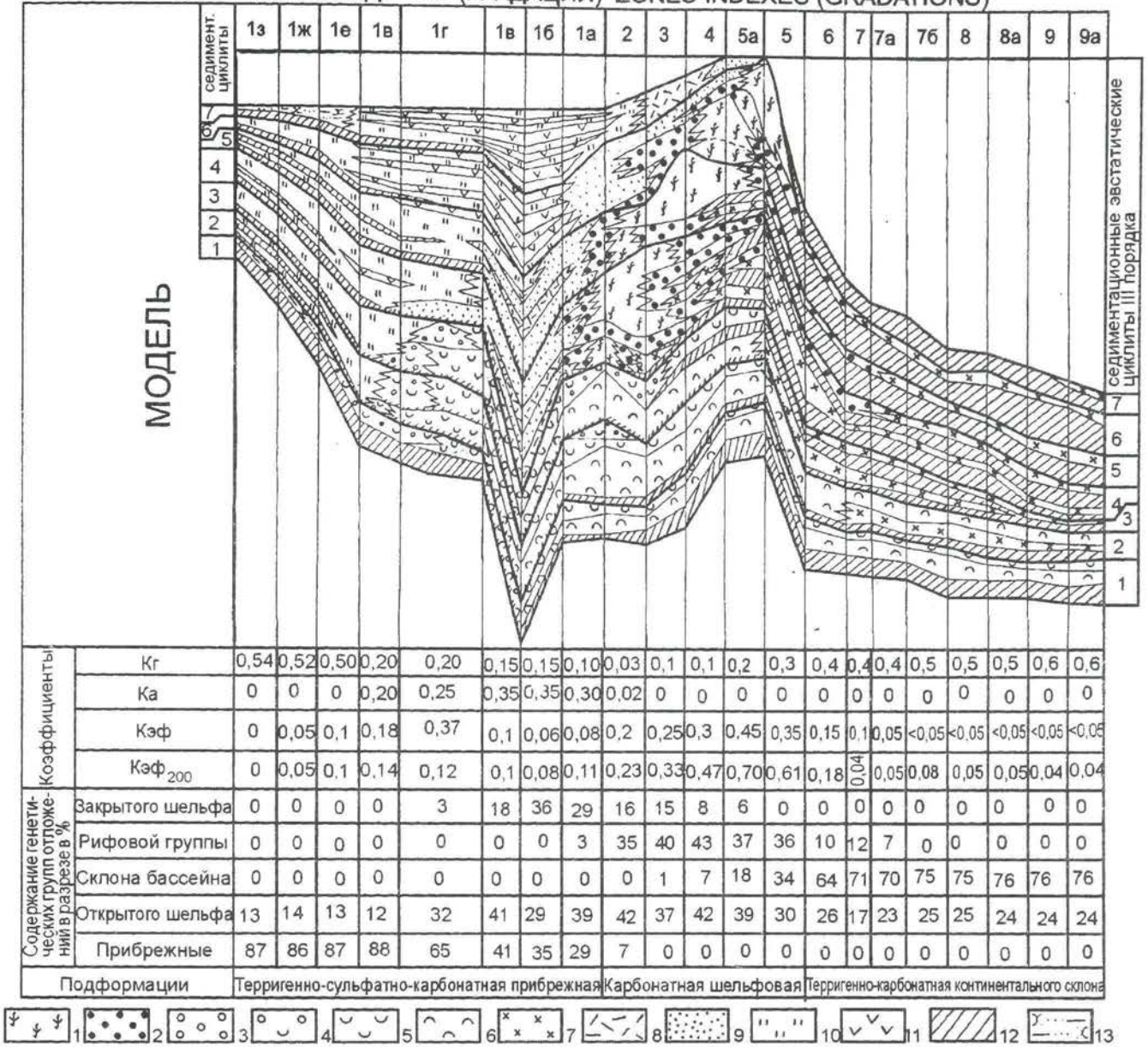


РИС. 7. СТАНДАРТА СЕДИМЕНТАЦИОННО - ЕМКОСТНАЯ МОДЕЛЬ БЕНТОГЕННОЙ КАРБОНАТНОЙ ФОРМАЦИИ.

FIG. 7. STANDARD SEDIMENTARY - CAPACITY MODEL OF THE BENTHOGENIC CARBONATE FORMATION.

1-10 - генетические типы карбонатных отложений: 1 - биогермные; 2 - шлейфовые; 3 - баровые; 4 - баровые и мелководных шельфовых равнин нерасчлененные; 5 - мелководных шельфовых равнин; 6 - глубокого шельфа; 7 - верхней части склона; 8 - малоподвижных придонных вод; 9 - подвижных придонных вод; 10 - приливно-отливных равнин; 11 - гипсы, ангидриты и соли прибрежных лагун; 12-13 - терригенно-карбонатные породы: 12 - глинистые известняки, мергели и глины; 13 - глинисто-известковистые песчаники и алевролиты.

1-10 - genetic types of carbonate deposits: 1-bioherm; 2-reef talus; 3-bar; 4-bar and shelf shallow plane as a whole; 5-shelf shallow plane; 6-deep shelf; 7-slope upper part; 8-closed shelf mud barrier depression; 9-closed shelf carbonate shallows; 10-tideland; 11-gypsum, anhydrite and salt of barrier lagoon; 12-13 - terrigenous-carbonate rocks: 12-clayey limestones, marls and clays; 13-lime-clayey sandstones and aleurolites.



глинистые и карбонатно-глинисто-кремневые формации. Продолжительность одного этапа карбонатакопления, соответствующая образованию формации, в среднем составляет 7-14 млн. лет. В основу построения модели положены: генетические ряды (рис. 1) и стандартные зависимости между структурой и физическими свойствами отложений. Сочетание генетических структурных и петрофизических параметров определило название модели.

Стандартная седиментационно-емкостная модель формации представляет собой систему графиков-зависимостей 9 параметров разреза, характеризующих структуру формации и физические свойства слагающих ее пород. В качестве структурной единицы (элементарного компонента) рассматривается генетический тип отложений (сочетание литогенетических типов пород). По оси «Х» даны непрерывные последовательности изменения параметров разреза: коэффициента глинистости ( $K_g$ ), коэффициента сульфатности ( $K_a$ ), коэффициента эффективной толщины разреза ( $K_{\text{эф}}$ ), коэффициента эффективной толщины верхних 60% разреза ( $K_{\text{эф}200}$ ), процентного содержания генетических групп отложений (сочетаний генетических типов отложений). По оси «У» - соотношение мощностей генетических типов отложений и границы циклитов.

Коэффициенты глинистости и сульфатности разреза отражают содержание в формации пластов глинистых известняков, глин, гипсов и ангидритов, накопление которых происходило в моменты приостановок карбонатакопления. Эти параметры позволяют оценить продолжительность перерывов карбонатной седиментации.

Коэффициент глинистости измеряется отношением суммарной мощности пластов глин и глинистых известняков к общей мощности разреза. Коэффициент сульфатности – отношением суммарной мощности пластов гипсов (ангидритов) к общей мощности разреза.

Коэффициент эффективной толщины – это параметр разреза, характеризующий содержание в разрезе пластов-коллекторов порового и каверново-порового типов. Он равен отношению мощности пластов пород-коллекторов к общей мощности разреза.

Таким образом, стандартная седиментационно-емкостная модель представляет собой закономерную непрерывную последовательность типовых разрезов, охарактеризованных литологическими и петрофизическими параметрами, и используется для диагностики разреза карбонат-

paleobasin, which corresponds to the zone of transition to carbonate-clayey and carbonate-clayey-siliceous formations.

The duration of one stage of carbonate accumulation corresponding to the time of development of one formation is 10-14 million years on the average. Genetic rows (Fig.1) and standard relationships between a structure and deposits physical properties constitute the basis of the model. The combination of genetic structural and petrophysical parameters has determined the model title.

A standard sedimentary-capacity model of a formation is a set of charts showing relations between nine parameters of a section characteristic of the formation structure and physical properties of its rocks components. A genetic type of deposits (a packet of carbonate rock beds of one genesis) serves as a structural unit (elementary component). Plotted on the x-axis are the following continuous variable parameters of the section: clayeyness ratio ( $K_g$ ), sulfate ratio ( $K_a$ ), effective section thickness ratio ( $K_{\text{эф}}$ ), effective thickness ratio of the upper 60% of the section ( $K_{\text{эф}200}$ ), percentage of genetic groups of deposits (closed shelf, reef, basin slope, open shelf, and coastal groups). The y-axis is used to plot relative thickness of deposit genetic types and boundaries of cycloclites.

The clayeyness and sulfate ratios of the section correspond to content, in the formation, of beds of clayey limestone, clays and anhydrite, which accumulated in the periods of breaks in the sedimentary accumulation process. These parameters can be used to estimate the duration of the breaks in carbonate sedimentation.

The clayeyness ratio is defined as the ratio of the aggregate thickness of clay beds to the total thickness of the section. The sulfate ratio is the ratio of the aggregate thickness of gypsum (anhydrite) beds to the total thickness of the section.

The effective thickness ratio is the section parameter, which shows how much of the section thickness falls upon porous and cavity-porous types of beds, which are reservoirs. This is the ratio of reservoir rock thickness and the total section thickness.

Thus, the standard sedimentary-capacity model is a logical continuous sequence of type sections characterized by lithological and petrophysical parameters, which are used for diagnosing a carbonate deposit

ных отложений в скважинах, а также для интерпретации профилей ОГТ. Модель устанавливает закономерность изменения параметров в строго ориентированном поперечном сечении карбонатного тела. Любые косые сечения карбонатных тел дают отклонения от стандартной модели.

section exposed by drilling, as well as for interpreting CMM profiles. The model establishes the logic of variation of parameters in a strictly oriented cross-section of a carbonate body. Any oblique sections of carbonate bodies produce deviations from the standard model, established by special procedures.



Структура карбонатных тел различных уровней определяет закономерности изменения мощности отложений. Как было показано на рис. 2 литогенетические типы карбонатных пород, характеризующиеся различными типами микроструктуры, имеют разные скорости седиментации. Поэтому изменение процентного содержания генетических типов и групп отложений приводит к изменению общей мощности разрезов формации (см. рис. 7). Кроме того, на мощность отложений влияет количество перерывов карбонатной седиментации, отражающееся в значениях  $K_g$  (см. рис. 7). Чем больше значение этого коэффициента, тем меньше мощность разреза. Различия в мощности карбонатных толщ с одинаковой седиментационной структурой объясняются разной скоростью тектонических погружений.

В таблице 3 даны изменения мощности карбонатных отложений, обусловленные седиментационной структурой тела: содержанием генетических групп отложений в разрезе и коэффициентом глинистости ( $K_g$ )<sup>6</sup>. В количественном выражении они оцениваются седиментационным градиентом мощности карбонатной формации ( $G_c$ ). Он равен отношению разности значений мощности соседних типов разрезов к ширине зоны-индекса /см. рис. 7/. Значения  $G_c$  в каждой стандартной зоне - величины постоянные. Мощность карбонатной формации определяется скоростью тектонических погружений. Для характеристики интенсивности погружений вводится градиент скорости погружения –  $G_p$ , отражающий увеличение или уменьшение значений мощности одновозрастных карбонатных отложений в однотипных разрезах карбонатной формации на расстоянии равном одному километру. Таблица 3 позволяет рассчитывать мощности прогнозируемых разрезов карбонатной формации с учетом седиментационного градиента и градиента скорости погружения в различных структурно-формационных зонах. Установленная закономерность успешно используется при картировании поверхностей продуктивных карбонатных комплексов по данным сейсморазведки, так как позволяет количественно оценить изменения мощности отложений на больших территориях с учетом уплотнения пород седиментационного и тектонического факторов.

---

<sup>6</sup> Таблица 3 составлена с учетом коэффициента уплотнения.

Таблица 3 Table 3

Соотношение значений седиментационных градиентов и градиентов скорости погружения морского дна в различных палеогеоморфологических и тектонических зонах, определяющее седиментационную мощность карбонатных отложений

Correlation between sedimentation gradient and subsidence sea floor gradient in different paleogeomorphic and tectonic zones which caused sedimentary thickness of carbonate deposits.

Палеогеоморфологические элементы	Зона-индекс (см. рис. 7)	Седиментационный градиент $G_c$	Тектонические структуры с различной скоростью погружения (см. рис. 8)		
			Градиент скорости погружения $G_n$		
			I-II Центральные части сводов	II-III Периферические части сводов	III-IV Впадины
Склон бассейна	9a	0,035	0,0005	0,0016	0,0020
	9	0,035	0,0005	0,0016	0,0020
	8a	0,035	0,0005	0,0016	0,0020
	8	0,025	0,0005	0,0016	0,0020
	7б	0,018	0,0005	0,0016	0,0020
	7a	0,018	0,0005	0,0016	0,0020
	7	0,02	0,0005	0,0016	0,0020
Рифовый склон	6	0,07	0,0005	0,0016	0,0020
	5	0,23	0,0005	0,0016	0,0020
Барьерный риф	5a	0,04	0,0005	0,0016	0,0020
	4	0,02	0,0005	0,0016	0,0020
	3	0,02	0,0005	0,0016	0,0020
	2	0,01	0,0005	0,0016	0,0020
Шельф	1a	0,012	0,0005	0,0016	0,0020
	1б	0,007	0,0005	0,0016	0,0020
	1в	0,007	0,0005	0,0016	0,0020
	1г	0,007	0,0005	0,0016	0,0020
	1д	0,007	0,0005	0,0016	0,0020
	1е	0,005-0,007	0,0005	0,0016	0,0020
	1ж	0,005	0,0005	0,0016	0,0020
	1з	0,004	0,0005	0,0016	0,0020



На рис. 8 изображены графики, иллюстрирующие изменение ширины стандартных зон-индексов и мощности разрезов градаций (от 1з до 9 на рис. 7) в различных структурно-формационных зонах (графики I, II, III, IV).

Удаленность обломочного биогенного карбоната от источника сноса (барьерной рифовой системы) зависит от устойчивости карбонатного зерна к механическому и химическому разрушениям и определяется минеральным составом карбоната (арагонит, низко- или высокомагнезиальный кальцит, доломит), микроструктурой обломочных зерен и их размером (песчаной, алевритовой или пелитовой). **Карбонатные зерна одного и того же минерального состава, структуры и размера при равных условиях их растворимости отлагаются на одинаковом расстоянии от источника сноса.**

Количество, размер и состав обломочных зерен карбоната в различных градациях оценивается процентным содержанием литогенетических типов отложений, так как определенный тип структуры породы выделяется на основании состава и процентного содержания компонентов (см. табл. 1). Коэффициент глинистости ( $K_g$ ) характеризует соотношение глинистого и карбонатного материала в толще и отражает суммарный эффект растворимости (см. рис. 7). Чем выше  $K_g$ , тем больше этот эффект. Зоны-индексы 2-5 являются источником поступления обломочного карбоната. Таким образом, значения ширины стандартных зон-индексов в строго ориентированном поперечном сечении карбонатного тела, в области преобладания биогенного карбоната (зоны-индексы 1д-7а, рис. 7,  $K_g < 0,5$ ) для каждой зоны являются величинами постоянными. Эта закономерность показана на рис. 8. Графики иллюстрируют закон соответствия состава, внутренней структуры и геометрии осадочного тела определенного генезиса. Они позволяют картировать строение карбонатных комплексов, производить трансформацию стандартной модели, построенной в относительных параметрах в геологический разрез, отражающий строение формации в абсолютных параметрах: в метрах и в километрах.

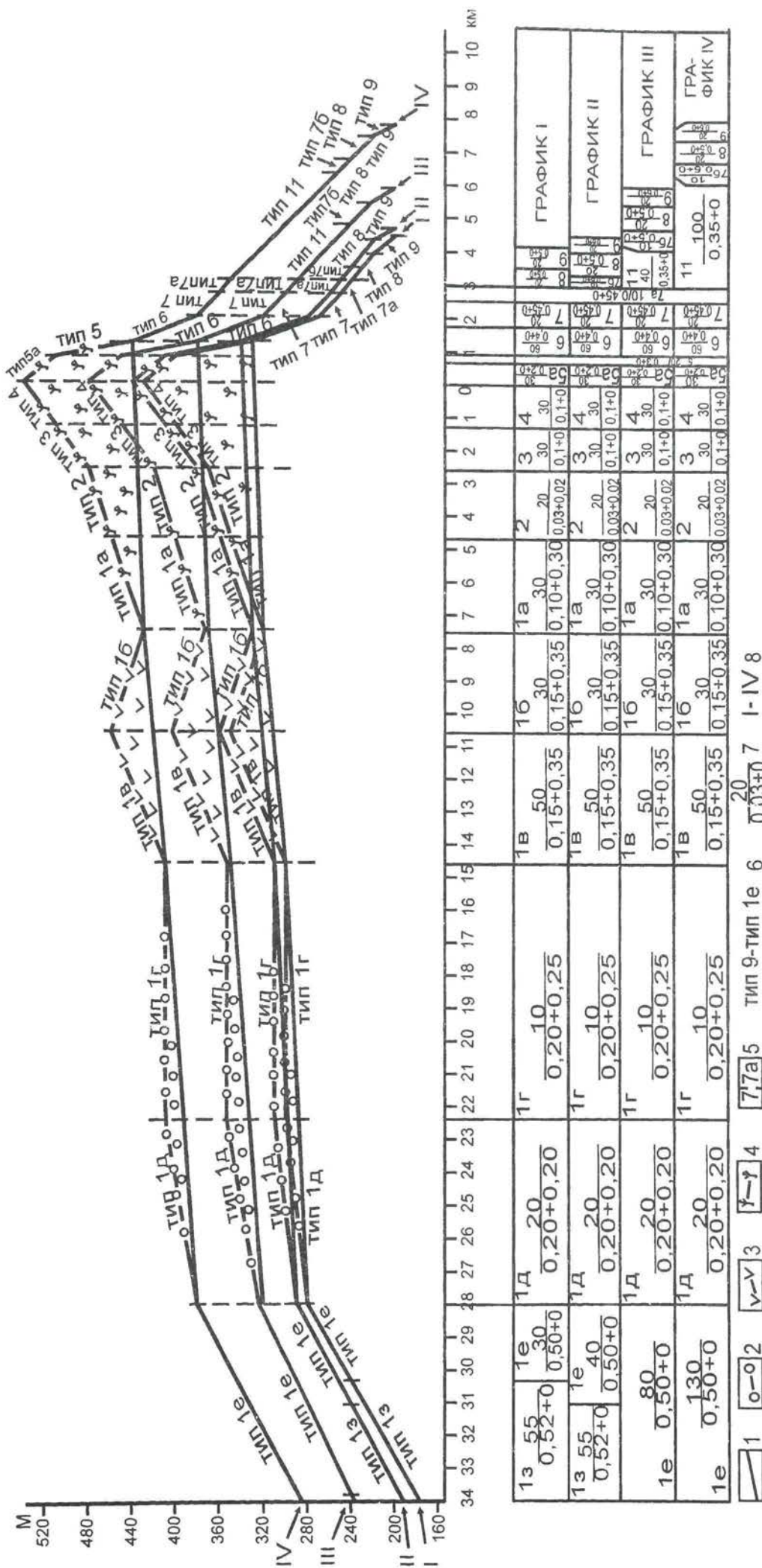


РИС. 8. ГРАФИК ИЗМЕНЕНИЯ ТОЛЩИН КАРБОНАТНЫХ ФОРМАЦИЙ.  
 FIG. 8. GRAPH OF CARBONATE FORMATION THICKNESS CHANGE.

1 - средняя линия изменения толщины формации; 2-4 - аномалии толщин; 5 - связанные с карбонатными линзами береговых баров; 3 - вызванные развитием пачки переслаивания ангидритов и известняков; 4 - обусловленные рифовыми массивами; 5 - граница зон-индексов (градации) карбонатных формаций; 6 - зоны-индексы (градации) карбонатной формации; 7 - параметры разреза: в числителе изменение: толщины формации в одной зоне-индексе (градации); в знаменателе: сумма коэффициентов глинистости и сульфатности разреза; 8 - римской цифрой обозначена кривая, отражающая изменение толщины карбонатной формации в пределах одной региональной структуры.



На **рис. 9** изображена модель распределения в плане градаций (зон-индексов) юрской карбонатной формации Амударьинского седиментационного бассейна. Она иллюстрирует наиболее типичное распределение (последовательность) зон-индексов с 13 по 11 (рис. 7).

Карта построена по технологии СЕМ с использованием стандартной модели (рис. 7) и графиков изменения толщин формации (рис. 8). Фактическим материалом послужили данные бурения скважин и сейсморазведки. Наиболее изученной и освоенной являлась территория Узбекистана. Одинаковая точность построения в различных районах обеспечивается применением специальных методов интерпретации данных ОГТ и методик картирования /56, 60, 62, 63/. Каждая точка на карте соответствует определенному типу строения разреза карбонатной формации и несет информацию о мощности и количестве пластов-коллекторов, типе коллектора, распределении пластов в разрезе, содержании пластов глинистых известняков и глин.

Карта может быть представлена в виде серии послойных срезов и сопровождаться любым количеством разноориентированных сечений, поэтому представляет собой объемную модель седиментационного комплекса.

Нарушение стандартных последовательностей зон-индексов и их ширины позволило выделить зоны дислокаций в карбонатных отложениях и определить амплитуды перемещений по ним. Карты этого типа, являясь объемной моделью резервуара УВ, в сочетании со структурными картами поверхности карбонатов, позволяют выделять ловушки разных типов и производить экспресс-оценку запасов УВ /60, 62 63/.

**Fig. 9** shows the model of horizontal distribution of gradations (index zones) of Jurassic carbonate formation of the Amu-Darya sedimentation basin. It illustrates the standard distribution (sequence) of index zones from 13 to 11.(fig. 7)

The map has been built by the SCM procedure using standard sedimentary model (fig.7), graph of carbonate formation thickness change (fig.8) and actual drilling and seismic data. The best-studied and developed part is the territory of Uzbekistan. The identical accuracy of construction for different regions is ensured by employment of special methods for CMM data interpretation and mapping /56, 60, 62, 63/. Each point on the map corresponds to a definite type of carbonate formation section structure and bears information on thickness and number of reservoir beds, type of the reservoir, distribution of beds in the section, and content of clayey limestone and clays in the beds.

The map can be plotted as a series of layers sections, it can be appended with any number of differently oriented cross-sections, hence, it is a 3D model of a sedimentary complex.

Irregularities in standard sequences of index zones and in the width of these zones allow reveal zones of dislocation in carbonate deposits and characterize the dislocation amplitudes. Maps of this kind, which in effect are 3D models of HC reservoirs, allow, in combination with structural maps of carbonate surfaces, traps of various types to be marked out and express estimation of HC reserves to be performed /60, 62 63/.



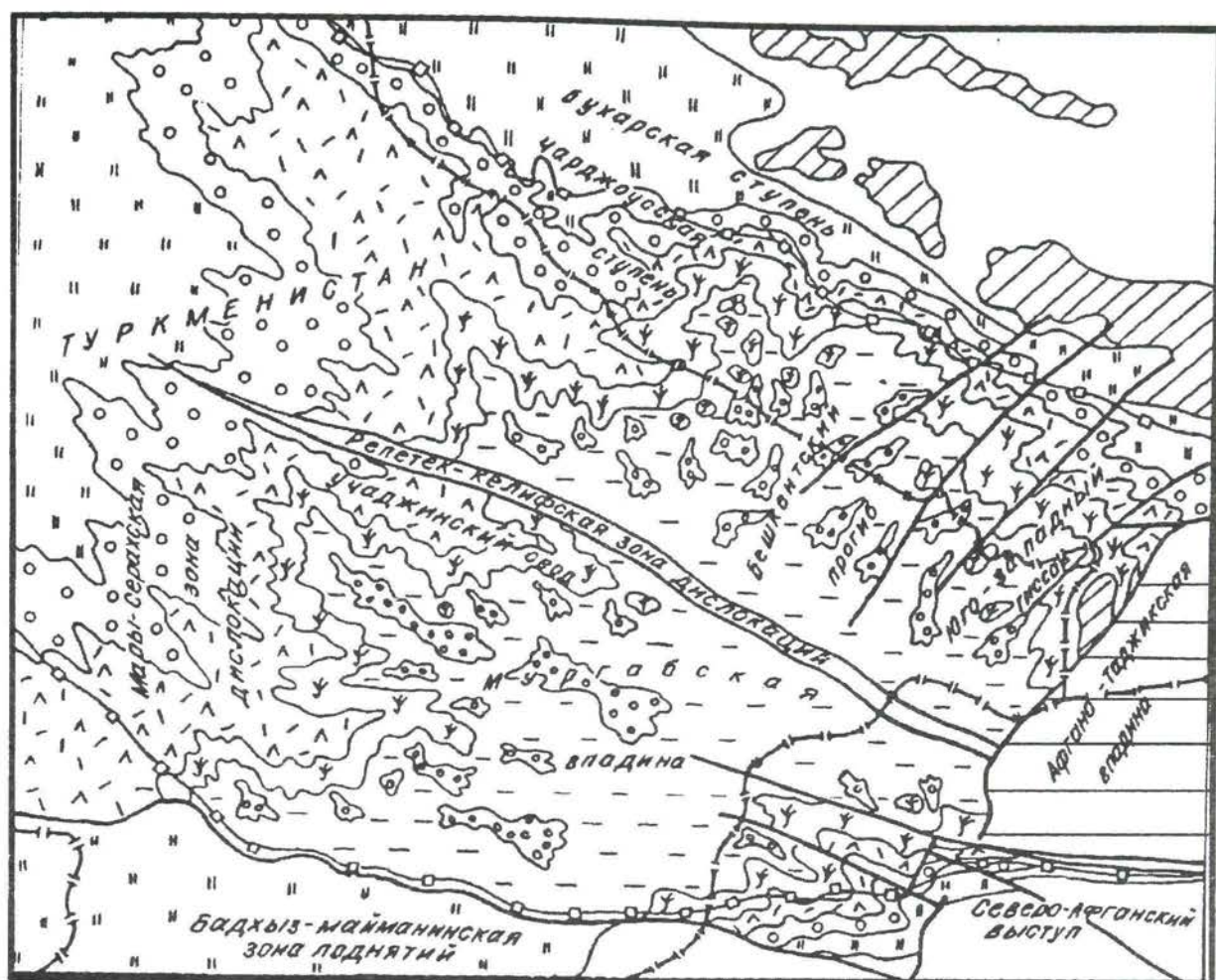


РИС. 9. МОДЕЛЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОН - ИНДЕКСОВ БЕНТОГЕННОЙ КАРБОНАТНОЙ ФОРМАЦИИ В СЕДИМЕНТАЦИОННОМ БАСЕЙНЕ (АМУ-ДАРЫЯНСКИЙ БАСЕЙН, ВЕРХНЯЯ ЮРА).

FIG. 9. MODEL OF THE DISTRIBUTION OF ZONES - INDEXES OF THE CARBONATE FORMATION IN SEDIMENTARY BASIN (AMU-DARYA, UPPER JURASSIC).

1-6 - области развития: 1 - карбонатной шельфовой подформации (барьерная рифовая система и одиночные рифы; зоны-индексы №2-5, №10); 2 - глинисто-карбонатной подформации склона бассейна (зоны-индексы №6-9); 3 - подводных конусов выноса (зона-индекс №11); 4-6 - терригенно-сульфатно-карбонатной подформации: 4 - закрытого шельфа и прибрежной лагуны (зоны-индексы №1а-1в); 5 - береговых баров (зоны-индексы №1г,1д); 6 - приливно-отливной зоны (зоны-индексы №1е-1и); 7 - разрывные нарушения; 8 - граница развития эвапоритовой формации киммеридж-титона; 9 - выходы палеозойских пород на поверхность; 10 - государственные границы; 11 - границы зон-индексов; 12 - поле отсутствия карбонатной формации; 13 - области залегания карбонатной формации на глубинах более 5 км.

1-6 - spread areas: 1 - shelf carbonate subformation (barrier reef system and single reefs) zones-indexes (gradations) №2-5; 2 - clayey-carbonate subformation, zones-indexes (gradations) №6-9; 3 - subsea fans, zone-index (gradation) №11; 4-6 - terrigenous-sulfate-carbonate subformation: 4 - closed shelf and barrier lagoon, zones-indexes (gradations) №1a-1b; 5 - offshore bars, zones-indexes (gradations) №1g, 1d; 6 - tideland, zones-indexes (gradations) №1e-1i; 7 - faults; 8 - kimmeridg-tithonian evaporates limit; 9 - outcrops of Palaeozoic rocks; 10 - stateborder; 11 - boundary of zone-index; 12 - carbonate subformation absent area; 13 - the region of bedding of the carbonate formation on the deep more then 5 km.



На **рис. 10** приведена стандартная модель барьерной рифовой системы, иллюстрирующая закономерности внутреннего строения карбонатного резервуара рифового типа и характер распределения стандартных литотипов пород. Элементарными единицами разреза являются пласты, линзы и органогенные постройки. Породы-коллекторы слабо изменены вторичными процессами. Значения открытой пористости определяются, главным образом, седиментационной структурой карбонатных пород.

Использование стандартной модели рифового резервуара для карбонатных отложений, сильно измененных диагенетическими и эпигенетическими процессами, возможно только после введения поправок, учитывающих степень изменения пород (рис. 4, 5). Тонкослоистая модель рифовых отложений «привязана» к стандартной модели формирования (рис. 7) границами зон-индексов и циклитов.

Сочетание стандартной модели формирования (рис. 7), тонкопластовой модели рифовых резервуаров (рис. 10) и модели распределения зон-индексов (рис. 9) позволяет оценить изменчивость емкостных свойств ( $K_p$ ,  $K_{эф}$ ) карбонатных отложений в различных вертикальных и горизонтальных сечениях природного резервуара.

**Fig. 10** shows a standard model of a barrier reef system. It illustrates the logic of the internal structure of carbonate reservoirs of the reef type and the distribution pattern of standard rock lithotypes. Beds, lenses and organogenic structures are elementary units of the section. Reservoir rocks have been only slightly changed by secondary processes. Open porosity depends basically on the sedimentary structure of the carbonate rocks.

The standard model of reef reservoir can be applied to carbonate deposits strongly transformed by diagenetic and epigenetic processes only after corrections have been introduced to take care of the degree of rocks modification by the secondary processes (Figs. 4 and 5).

The boundaries of index zones and cyclites serve as references for the standard formation model (fig.7) combination with the model of thin-bedded reef deposits.

The combination of the standard formation model (Fig.7), thin-layered one of reef reservoirs (Fig. 10) and the model of the distribution of zone-indices (Fig.9) allows a variability of capacity properties of carbonate deposits (porosity and effective thickness ratios) to be evaluated in different vertical and horizontal sections of a natural reservoir.



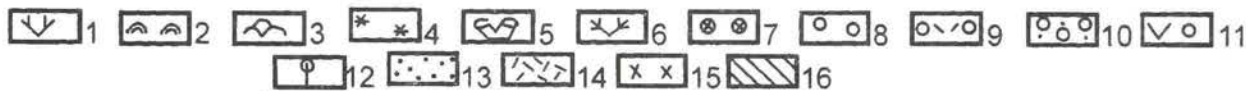
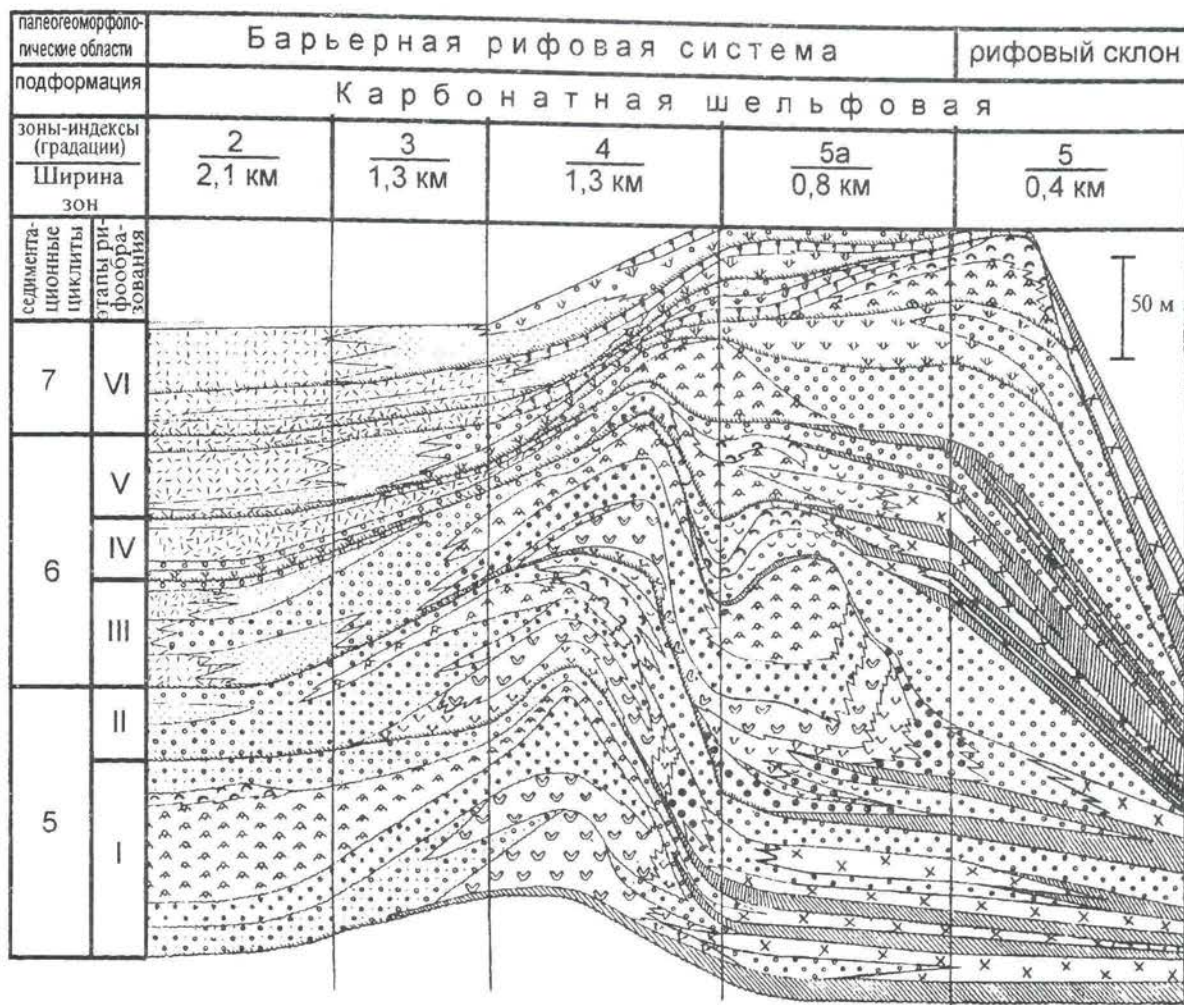


РИС. 10. СЕДИМЕНТАЦИОННО - ЕМКОСТНАЯ МОДЕЛЬ ОТЛОЖЕНИЙ БАРЬЕРНОЙ РИФОВОЙ СИСТЕМЫ.  
 FIG. 10. SEDIMENTARY - CAPACITY MODEL OF DEPOSITS OF THE BARRIER REEF SYSTEM.

1-13 - породы-коллекторы: 1-7 - биогермные известняки: 1 - водорослевые строматолитоморфные - литогенетический тип - л.г.т. №1 (средняя пористость - 10%\*, проницаемость -  $30 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 2 - водорослевые (соленопоровые) л.г.т. №2 (средняя пористость - 13%, проницаемость -  $40 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 3 - кораллово-строматопоратовые - л.г.т. №7 (средняя пористость - 16%, проницаемость -  $150 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 4 - коралловые с корковыми и массивными формами рифостроителей - л.г.т. №5-6 (средняя пористость - 11-13%, проницаемость -  $70-100 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 5 - коралловые с древовидными формами рифостроителей - л.г.т. №8 (средняя пористость - 12%, проницаемость -  $65 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 6 - коралловые и раковинные карбонаты с кустистыми формами рифостроителей - л.г.т. №9-10 (средняя пористость - 9%, проницаемость -  $5 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 7 - губковые - л.г.т. №11 (средняя пористость - 5%, проницаемость -  $0,1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 8-10 - органо-генно-обломочные известняки и гравелиты шлейфового и межбиогермного типов: 8 - передового шлейфа - л.г.т. №19-22 (средняя пористость - 15-10%, проницаемость -  $5-100 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 9 - межбиогермные - л.г.т. №15-17 (средняя пористость 22%, проницаемость -  $250 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 10 - тылового шлейфа - л.г.т. №18 (средняя пористость - 14-15%, проницаемость -  $100-150 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 11-13 - отложения подвижных придонных вод закрытого шельфа, известняки: 11 - мелко-обломочные - л.г.т. №72 (средняя пористость - 15%, проницаемость -  $150 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 12 - мелко-оолитовые - л.г.т. №73 (средняя пористость 18%, проницаемость -  $200 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 13 - мелкокомковатые л.г.т. №71 (средняя пористость - 10%, проницаемость -  $100 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ); 14-16 - породы-неколлекторы (средняя пористость - менее 5%, проницаемость - менее  $0,01 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ): 14 - отложения малоподвижных вод закрытого шельфа: пелитоморфные известняки - л.г.т. №66,68,70; 15-16 - отложения верхней части континентального склона: 15 - шламовые, конкреционные известняки, доломиты и спонголиты - л.г.т. №42,43,44,45; 16 - глинистые известняки, глины и мергели - л.г.т. №54,55,56,65.

\* значения пористости и проницаемости даны для слабоизмененных карбонатных пород.



На **рис. 11** приведена модель распределения стандартных зон-индексов (градаций карбонатной формации) в области развития барьерной рифовой системы (зоны-индексы 5-2) и карбонатно-глинистых отложений палеосклона бассейна (зоны-индексы 7-9 и 11). Выступам барьерной рифовой системы соответствуют расширение зоны 6 и появление внутри последней одиночных “внутрибассейновых” рифовых массивов. Выступы барьерной рифовой системы разделяются межрифовыми каналами. Для резервуаров УВ, связанных с барьерными рифовыми системами характерны массивные залежи УВ и концентрации запасов, составляющие 0,7-2 млрд. м<sup>3</sup> / (км<sup>2</sup> × 100 м) /60/.

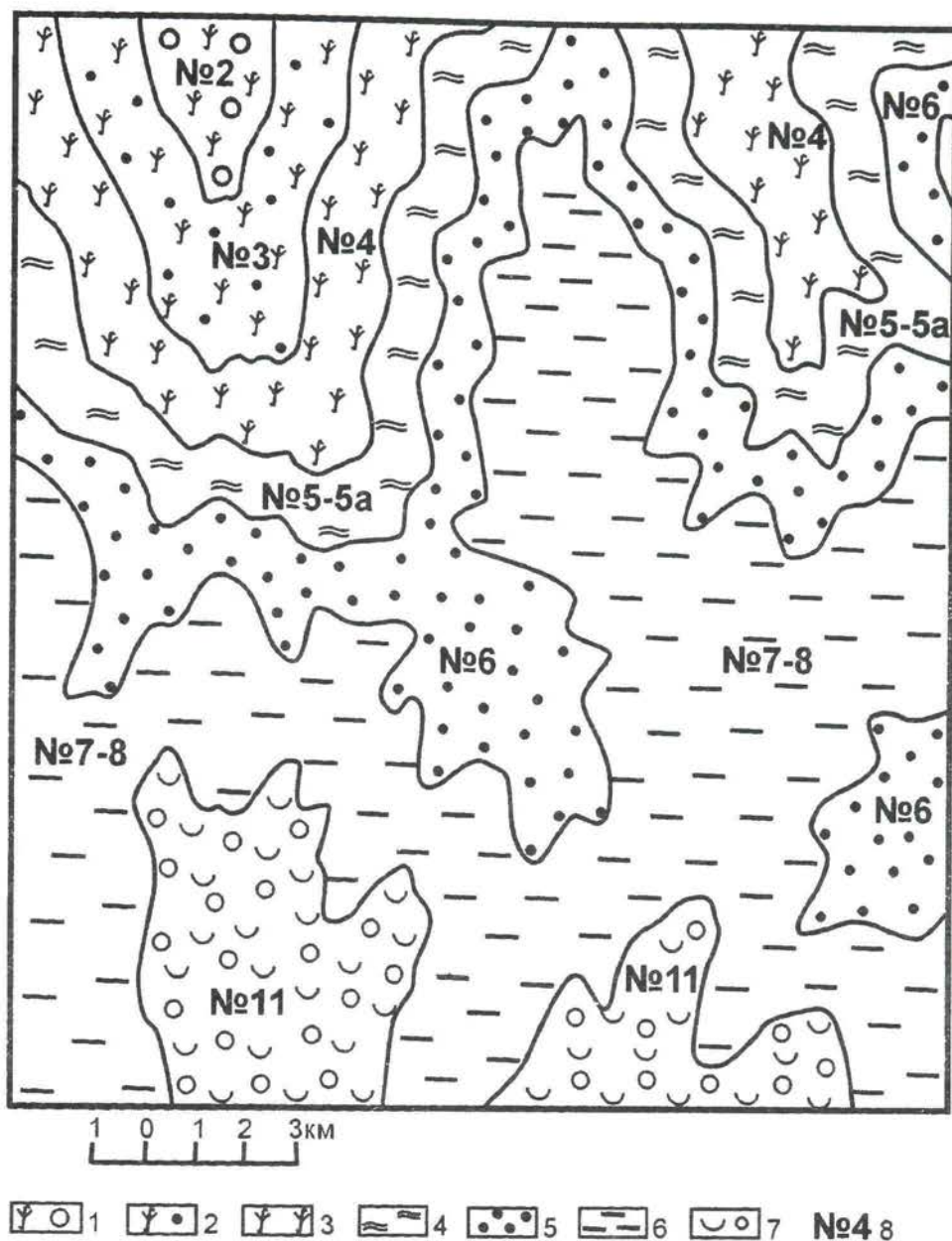


РИС. 11. МОДЕЛЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СТАНДАРТНЫХ ЗОН - ИНДЕКСОВ КАРБОНАТНОЙ ФОРМАЦИИ В ОБЛАСТИ РАЗВИТИЯ БАРЬЕРНОЙ РИФОВОЙ СИСТЕМЫ.

FIG. 11. MODEL OF THE DISTRIBUTION OF STANDARD ZONE - INDEXES OF THE CARBONATE FORMATION IN THE AREA OF THE DEVELOPMENT OF THE BARRIER REEF SYSTEM.

1-7 - зоны-индексы карбонатной формации: 1-4 - карбонатной шельфовой подформации, содержащей отложения барьерной рифовой системы: 1 - №2,  $Kr^* = 0,03-0,1$ ,  $Ka^* = 0-0,02$ ; отложений: закрытого шельфа 15-16%, рифовой группы 35-40%, открытого шельфа 42-37%, прибрежных 0-7%; 2 - №3,  $Kr = 0,1$ ,  $Ka = 0$ ; отложений: закрытого шельфа 15-8%, рифовой группы 40-43%, склона 1-7%, открытого шельфа 37-42%; 3 - №4,  $Kr = 0,1$ ,  $Ka = 0$ ; отложений закрытого шельфа 8-6%, рифовой группы 43-37%, открытого шельфа 42-39%, склона 7-18%; 4 - №5-5a,  $Kr = 0,1-0,4$ ,  $Ka = 0$ ; отложений: закрытого шельфа 0-8%, рифовой группы 10-37%, склона 18-34%, открытого шельфа 26-39%; 5-7 - глинисто-карбонатной подформации: склона бассейна: 5 - №6,  $Kr = 0,4$ ,  $Ka = 0$ ; отложений: рифовой группы 10-12%, склона 64-71%, открытого шельфа 17-26%; 6 - №7-8,  $Kr = 0,4-0,5$ ; отложений: рифовой группы 0-10%, склона 70-75%, открытого шельфа 23-25%; подводных карбонатных конусов выноса: 7 - №11,  $Kr = 0,2-0,4$ ,  $Ka = 0$ ; отложений: склона 70-77%, открытого шельфа 23-31%; 8 - номера зон - индексов стандартной модели карбонатной формации.

\* $Kr$  - коэффициент глинистости разреза,  $Ka$  - коэффициент сульфатности разреза.



На **рис. 12** приведена модель строения одиночного «внутрибассейнового» рифа. Рифовый массив (зоны-индексы 5-10) располагается внутри поля разрезов б и является продолжением выступа барьерной рифовой системы. Для одиночного рифа характерно появление дополнительных градаций, соответствующих области развития внутририфовой лагуны (зона-индекс 10). Модель распределения пород-коллекторов в зонах 5, 5а, 4 соответствует модели изображенной на рис. 10. Для резервуаров нефти и газа в одиночных «внутрибассейновых» рифах характерны литологические ловушки, массивные залежи УВ и концентрации запасов, составляющие  $1-5 \text{ млрд. м}^3 / (\text{км}^2 \times 100\text{м}) / 60/$

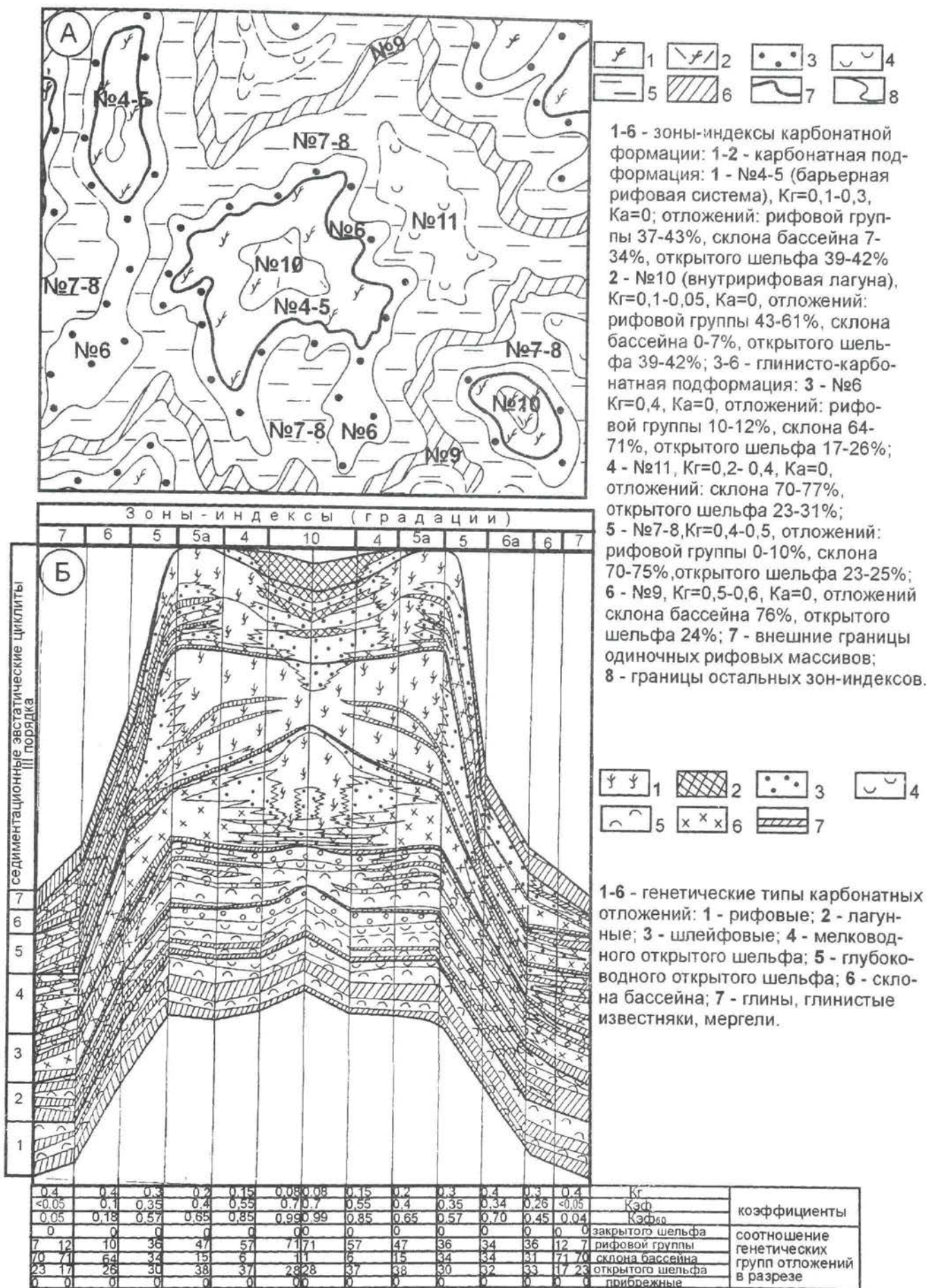


РИС. 12. СЕДИМЕНТАЦИОННО - ЕМКОСТНАЯ МОДЕЛЬ ОДИНОЧНОГО РИФА.

А - модель распространения стандартных зон-индексов в плане (модель 3 D);

Б - седиментационно-емкостная модель в разрезе (модель 2D).

FIG. 12. SEDIMENTARY - CAPACITY MODEL OF THE SINGLE REEF.

A- model of the distribution of standard zones-indices in the plane (Model 3D);

B - sedimentary-capacity model in the crosssection (Model 2D).



На **рис. 13** изображена тонкослоистая модель терригенно-сульфатно-карбонатной подформации (градации 1д, 1г, 1в, 1б и 1а). Подформация сложена приливно-отливными известняками и доломитами, пластами сульфатов (ангидритов) прибрежной лагуны карбонатными отложениями закрытого шельфа и тыловых рифовых шлейфов. Содержание пластов глинистых известняков и глин в разрезе (Кг) меняется от 0,1 (в зоне 1а) до 0,13 (в зоне 1д).

Карбонатные отложения рифовой группы (тыловых рифовых шлейфов и биогермные) присутствуют только в зоне 1а, где их содержание составляет 3% от общей мощности разреза. Породы-коллекторы представлены пористыми раннедиагенетическими доломитами приливно-отливного генезиса, органогенно-обломочными карбонатами тыловых рифовых шлейфов, оолитовыми и комковатыми известняками подвижных вод закрытого шельфа и биогермными карбонатами. Породы-коллекторы в градациях 1д–1а имеют пластовую форму залегания, разделены глинистыми известняками и тонкими пластами карбонатных глин, которые иногда выполняют роль локальных флюидоупоров. Залежи УВ в резервуарах этого типа обычно многопластовые. Концентрации запасов УВ в них составляют 0,02–0,4 млрд. м<sup>3</sup>/(км<sup>2</sup>×100)/60/.



1-8 - генетические типы отложений: 1-2 - прибрежно-морские; 1 - прибрежных лагун; 2 - приливно-отливные; 3-4 - закрытого шельфа; 3 - подвижных придонных вод; 4 - малоподвижных придонных вод; 5-6 - рифовые; 5 - биогермные; 6 - шлейфовые; 7 - глины, мергели, глинистые известняки; 8 - пласты карбонатных коллекторов приливно-отливного генезиса.

Параметры градаций (зон-индексов)

зона-индекс	Кг	Ка	Кэф	А	Б	В	Г	Д
1а	0,18	0,20	0,14	2	0	0	0	98
1г	0,14	0,25	0,12	11	0	0	0	89
1в	0,12	0,35	0,11	26	0	0	0	74
1б	0,12	0,35	0,09	48	0	0	0	52
1а	0,10	0,30	0,10	48	3	0	0	49

Кг - отношение суммарной мощности глинистых пород к общей мощности разреза;  
 Ка - отношение суммарной мощности пластов сульфатов (ангидритов, гипсов) к 60% от общей мощности;  
 Кэф - отношение суммарной мощности пород-коллекторов к общей мощности разреза.  
 Процентное содержание в разрезе отложений:  
 А - закрытого шельфа;  
 Б - рифовой группы;  
 В - склона;  
 Г - открытого шельфа;  
 Д - прибрежно-морских.

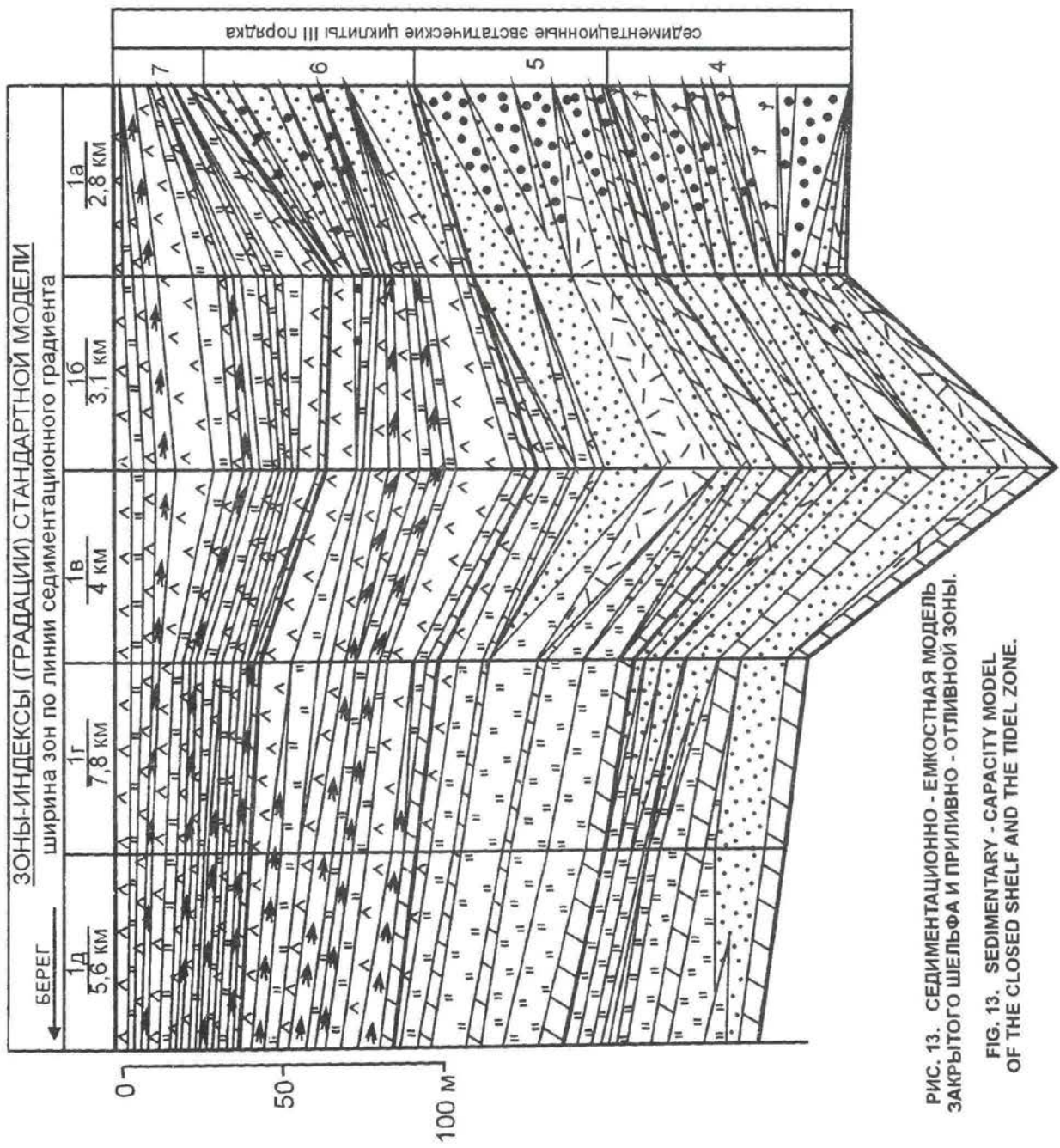


РИС. 13. СЕДИМЕНТАЦИОННО - ЕМКОСТНАЯ МОДЕЛЬ ЗАКРЫТОГО ШЕЛЬФА И ПРИЛИВНО - ОТЛИВНОЙ ЗОНЫ.  
 FIG. 13. SEDIMENTARY - CAPACITY MODEL OF THE CLOSED SHELF AND THE TIDEL ZONE.



На **рис. 14** изображена тонкослоистая модель природного резервуара в зоне развития приливно-отливных отложений (градация 1д), иллюстрирующая изменение структуры коллектора внутри пластов слоистых доломитов. Породы-коллекторы – доломиты, характеризующиеся вторичной пористостью растворения и выщелачивания, приурочены к верхним (регрессивным) элементам циклитов. Их сложное распределение в пласте обусловлено расположением приливно-отливных каналов и формой эрозионных поверхностей на границах циклитов. Значения открытой пористости могут достигать 8-12-18%.

**Fig. 14** is a picture of a thin-bedded model of a natural reservoir in the zone of tidal deposit development (index 1d zone). It illustrates variability of reservoir structure in laminated dolomite beds. The reservoir rocks, dolomites characterized by secondary porosity due to dissolution and leaching, are confined to upper (regressive) elements of cyclites. Their intricate distribution in the bed is conditioned by the location of tidal channels and a shape of erosion surfaces on cyclite boundaries. Open porosity values may reach 12 - 18%.

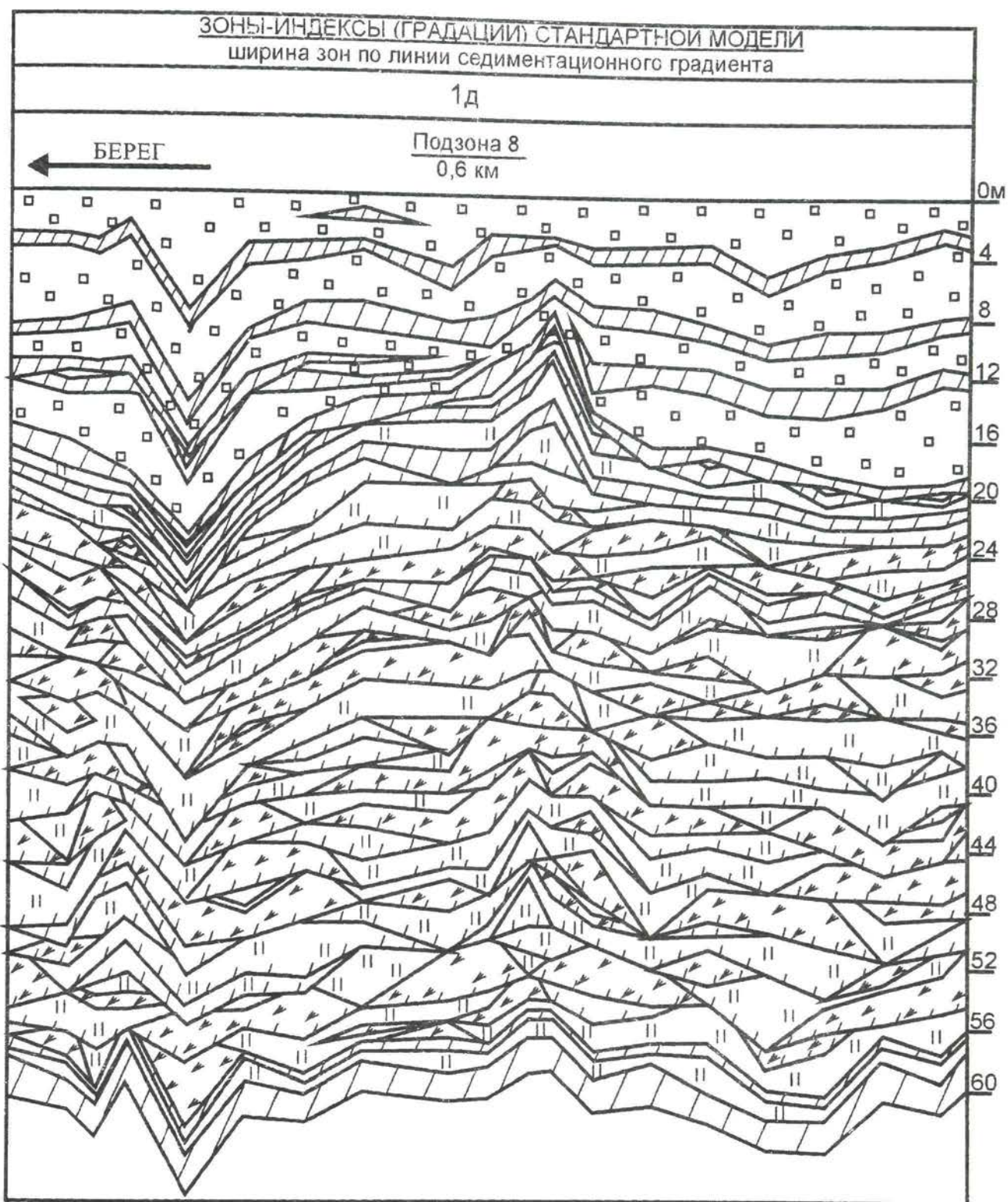


РИС. 14. СТАНДАРТНАЯ ТОНКОСЛОИСТАЯ МОДЕЛЬ ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА В ЗОНЕ РАЗВИТИЯ ПРИЛИВНО - ОТЛИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.

FIG. 14. STANDARD THIN - BEDDED MODEL OF THE NATURAL RESERVOIR IN THE ZONE OF THE DEVELOPMENT OF THE TIDAL DEPOSITS.

1 - породы-коллекторы - пористые доломиты ( $K_p > 6\%$ ); 2 - плотные доломиты и известняки;  
3 - плотные глинистые известняки и доломиты; 4 - соли; 5 - границы геологических тел,  
совпадающие с тонкими прослоями глинистых известняков.



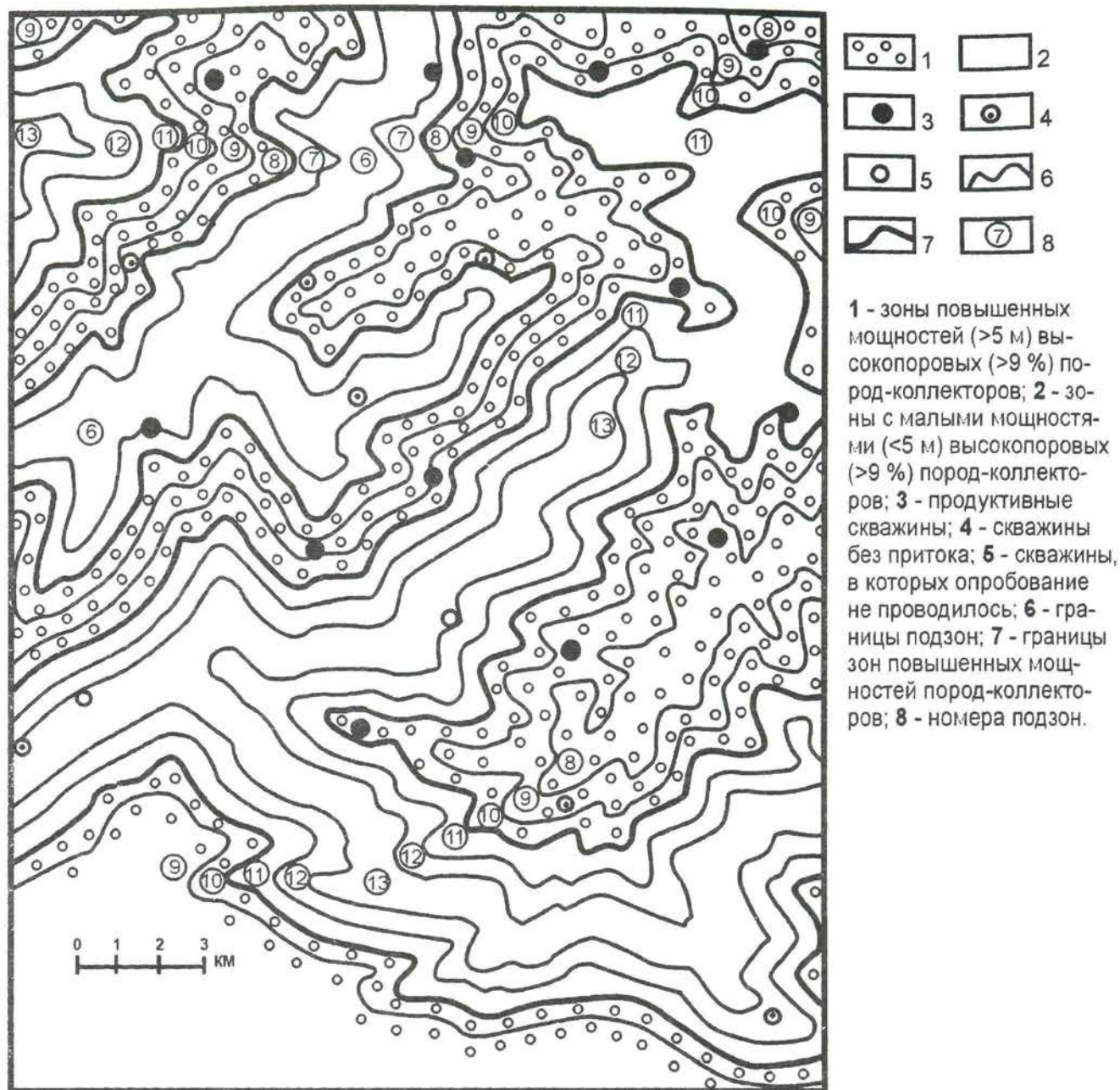
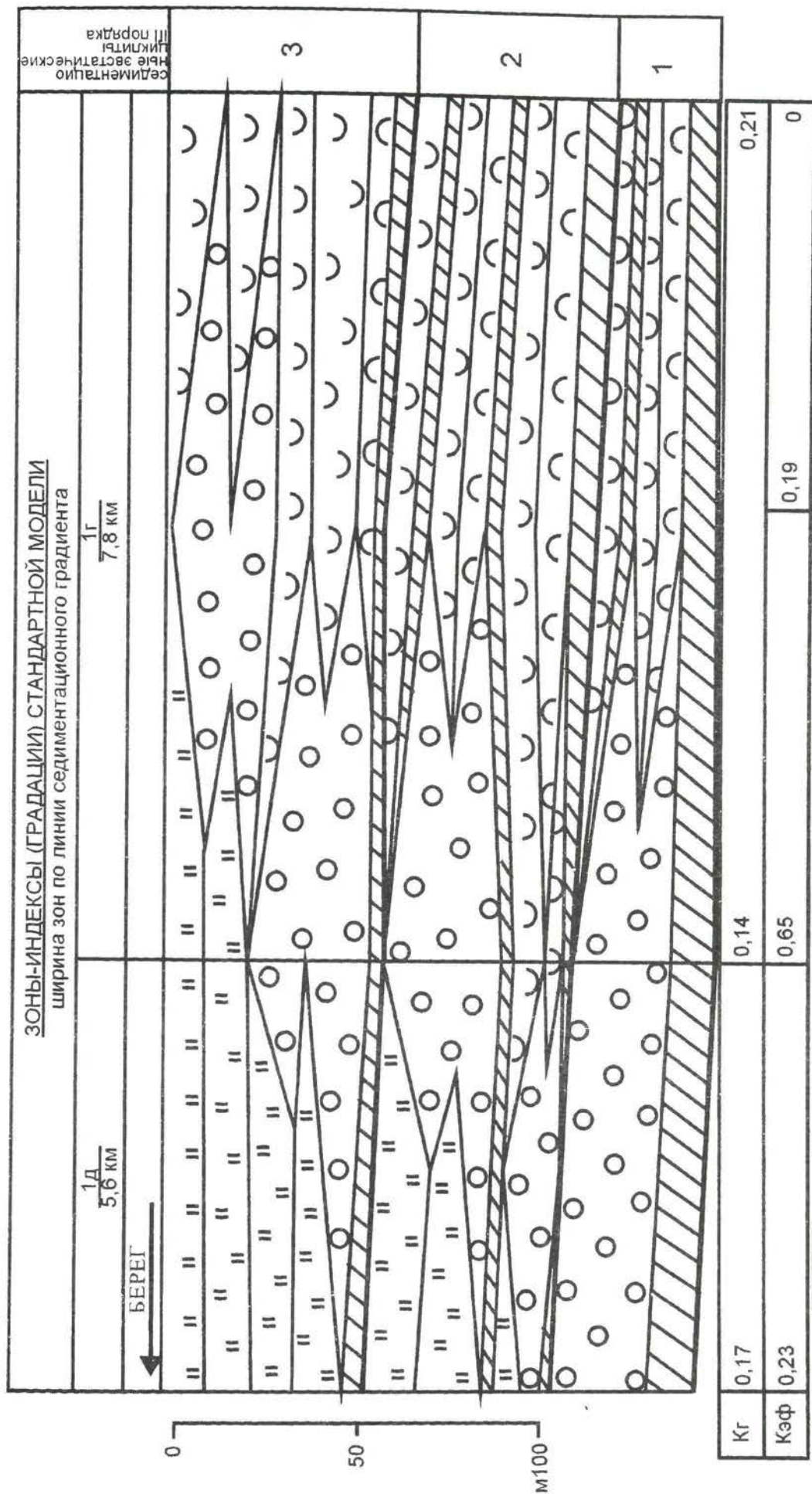


РИС. 15. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА В КАРБОНАТНЫХ ПРИЛИВНО - ОТЛИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ (ЗОНА - ИНДЕКС 1Д) С СУММАРНОЙ МОЩНОСТЬЮ ПОРОД - КОЛЛЕКТОРОВ БОЛЕЕ 5 М.

FIG. 15. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE NATURAL RESERVOIR IN THE CARBONATE TIDEL DEPOSITS (ZONE - INDEX 1D).

На рис. 15 показана модель распределения на площади зон развития высокопоровых (>9 %) пород-коллекторов (поля 8-10) в резервуарах, связанных с приливно-отливными отложениями (стандартная зона-индекс 1д). Поля 6-7 и 11-13 характеризуются малыми значениями суммарной мощности высокопоровых пород-коллекторов (<5 м). Конфигурация зон с различными значениями эффективных мощностей связана со сложной морфологией седиментационных тел карбонатов приливно-отливного генезиса и предопределяет неравномерное распределение продуктивных скважин на площади.



**РИС. 16. СЕДИМЕНТАЦИОННО - ЕМКОСТНАЯ МОДЕЛЬ БЕРЕГОВЫХ БАРОВ.**  
FIG. 16. SEDIMENTARY - CAPACITY MODEL GHOSE.

1-4 - генетические типы карбонатных отложений; 5 - глинистые известняки и мергели.  
4 - приливно-отливные; 5 - глинистые известняки и мергели.  
1-4 - генетические типы строения природного резервуара в отложенных береговых баров (зоны - индексы 1Д - 1Г, шиклы 1-3 стандартной модели формации, см. рис. 7). Распределение типов пород-коллекторов см. рис. 17.  
Модель демонстрирует шиклы образования бара и контакты приливно-отливных, баровых и шельфовых мелководных карбонатов.



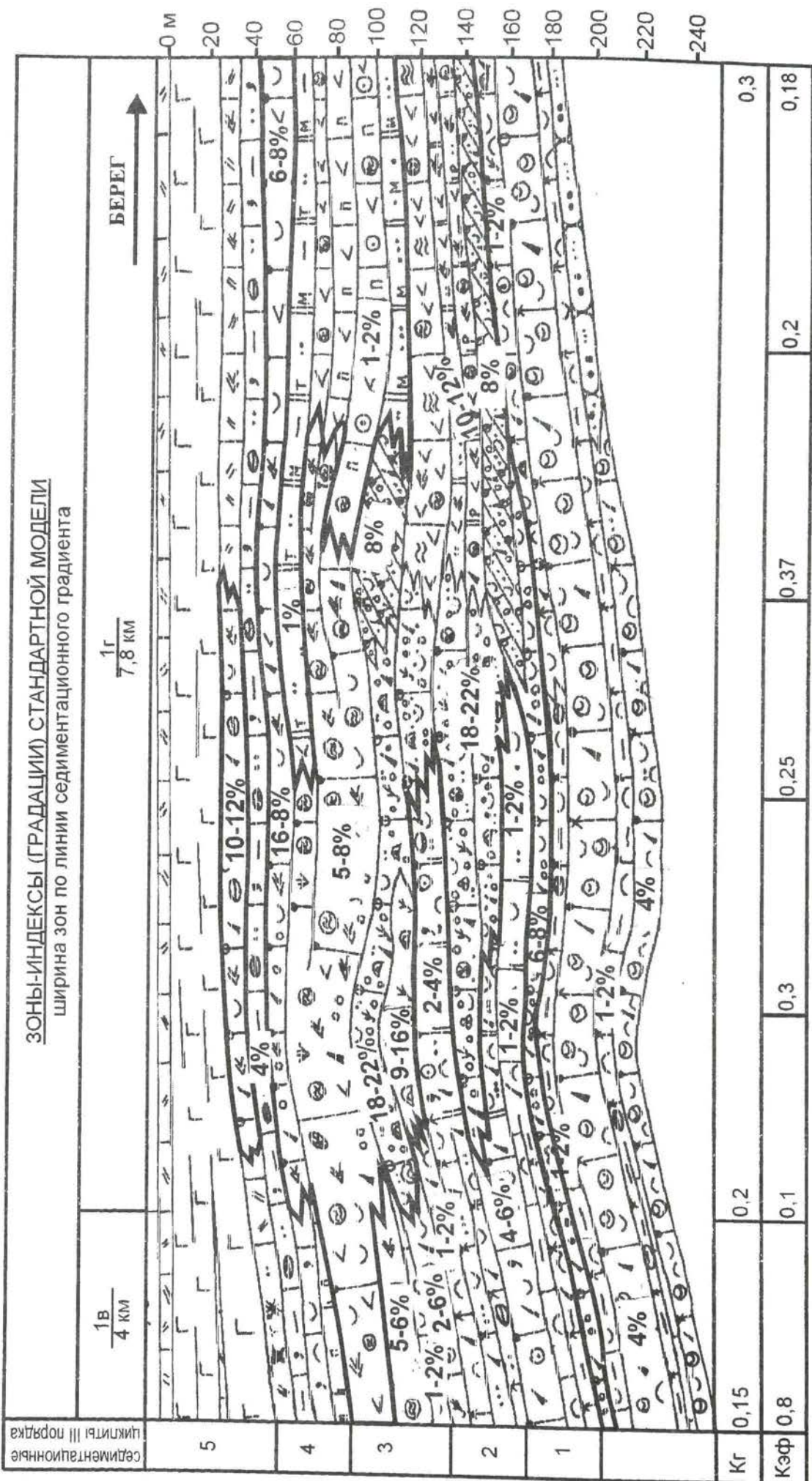


РИС. 17. МОДЕЛЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТИПОВ ПОРОД - КОЛЛЕКТОРОВ (Кп = 4-22 %) В БЕРЕГОВОМ БАРЕ.

FIG. 17. MODEL OF THE DISTRIBUTION OF ROCK-RESERVOIRS IN THE SHORE RAMPART.

1 - границы развития пород с пористостью выше 6%; 2 - значения открытой пористости; условные обозначения и характеристику пород см. в табл. 1.  
На рис. 17 изображена модель строения карбонатных отложений барового комплекса, иллюстрирующая характер распределения литогенетических типов карбонатных пород и свойственных им значений открытой пористости.

Природные резервуары в отложениях карбонатных конусов выноса являются самыми сложными по своему строению, по форме в плане и в разрезе. Поиск и разведка месторождений УВ в резервуарах такого типа – наиболее трудная задача. В последние годы такие месторождения открыты в различных районах СНГ, единичные из них эксплуатируются. Ловушки УВ в этих отложениях относятся к литологическому типу. Проблемы, возникающие при разведке и разработке месторождений конусов выноса, из-за сложности строения резервуара, компенсируются большими площадями развития пластов обломочных карбонатов, а так же сочетанием в разрезе пород-коллекторов и отложений, обогащенных органическим веществом. Концентрации запасов УВ в резервуарах этого типа составляют до 0,1-0,2 млрд. м<sup>3</sup> / (км<sup>2</sup> x 100 м) / 60/.

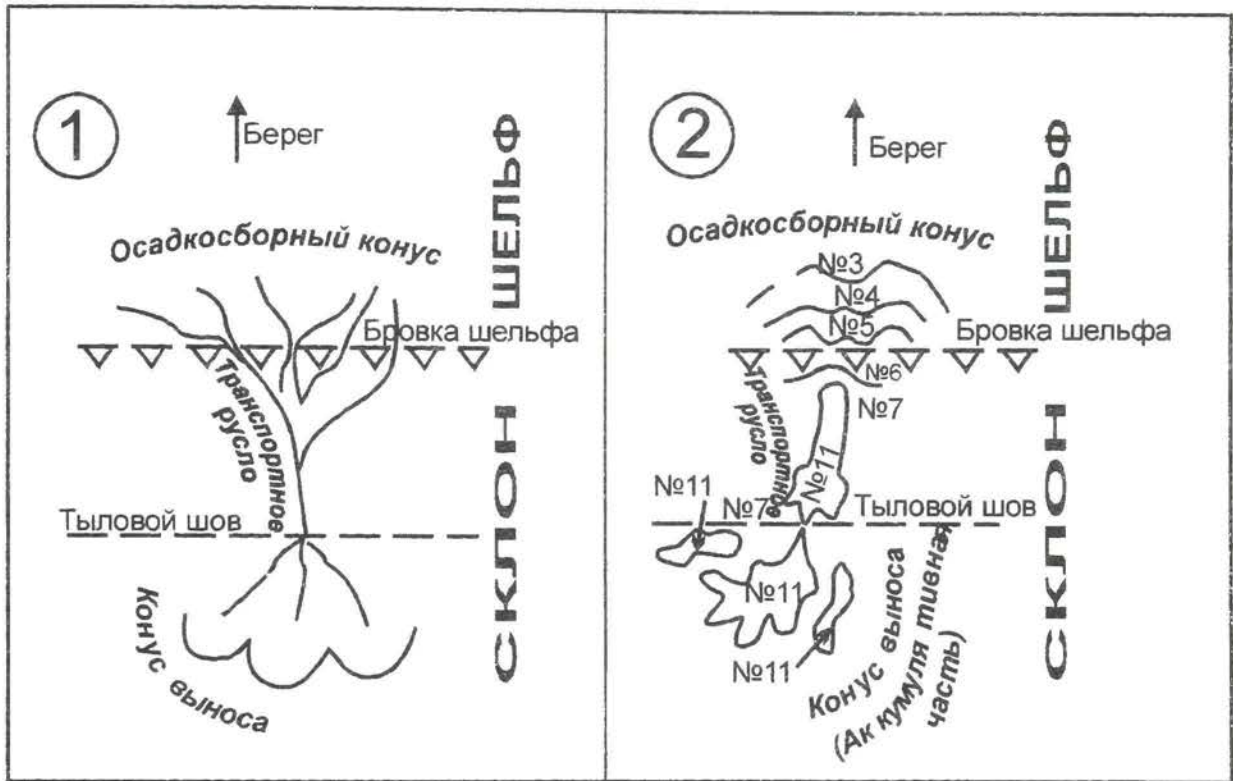


РИС. 18. СТРОЕНИЕ ПОДВОДНЫХ КОНУСОВ ВЫНОСА РАЗВИТЫХ В ПРЕДЕЛАХ СКЛОНА ПАЛЕОБАСЕЙНА.  
 FIG. 18. STRUCTURE OF SUB - SEA FANS DEVELOPED WITHIN THE SLOPE OF THE PALEOBASIN.

- 1 - схема осадочной системы второго глобального уровня по А.П.Лисицину, 1988 /32/.
- 1 - scheme of sedimentary system of the second global level by A.P. Lisitsin. 1988 /32/.
- 2 - отражение строения карбонатного конуса выноса в типовых разрезах карбонатной формации.
- 2 - reflection of a carbonate fan structure in type sections of carbonate formation.

На рис. 18 показаны основные элементы конусов выноса и отражение этих элементов в распределении зон-индексов стандартной модели (рис. 7). 11 зона, отсутствующая на модели формации, соответствует отложениям аккумулятивной части конуса и транспортному руслу.



На **рис. 19** приведена модель распределения зон-индексов в области развития подводного конуса выноса. Верхняя часть транспортного русла (зона 11) раскрывается в межрифовый канал, пересекающий барьерную рифовую систему (зоны 5-3), средняя часть прослеживается между двумя внутривассейновыми одиночными рифовыми постройками (зоны 6-4). Аккумулятивная часть имеет форму треугольника, направленного вершиной к транспортному руслу. В ней выделяются более мелкие русла, образующие веер (зоны 11), разделенные междурисловыми валами (зоны 7-8). Тыловой шов, отделяющий аккумулятивную и русловую части системы хорошо выделяется по появлению 7-ой градации. Тела карбонатов подводных конусов выноса имеют небольшую мощность – 200-300 м, конусовидную форму в плане и линзовидную – в продольном и поперечном сечении.

A model of index zone distribution in the area of a subaquatic alluvial fan development is shown in **Fig. 19**. The upper part of the transport channel (index 11 zone) opens into the intra-reef bay of the barrier reef system (index 5 - 3 zones), the middle part can be traced between the two intra-basin single reef structures (index 6 - 4 zones). The accumulation part is shaped as a cone, where the fan-forming channels (index 11 zones) separated by inter-channel banks (index 7 - 8 zones) can be discerned. The rear suture which separates accumulative and fluvial parts of the system is well recognized along the appearance of the 7-th gradation.

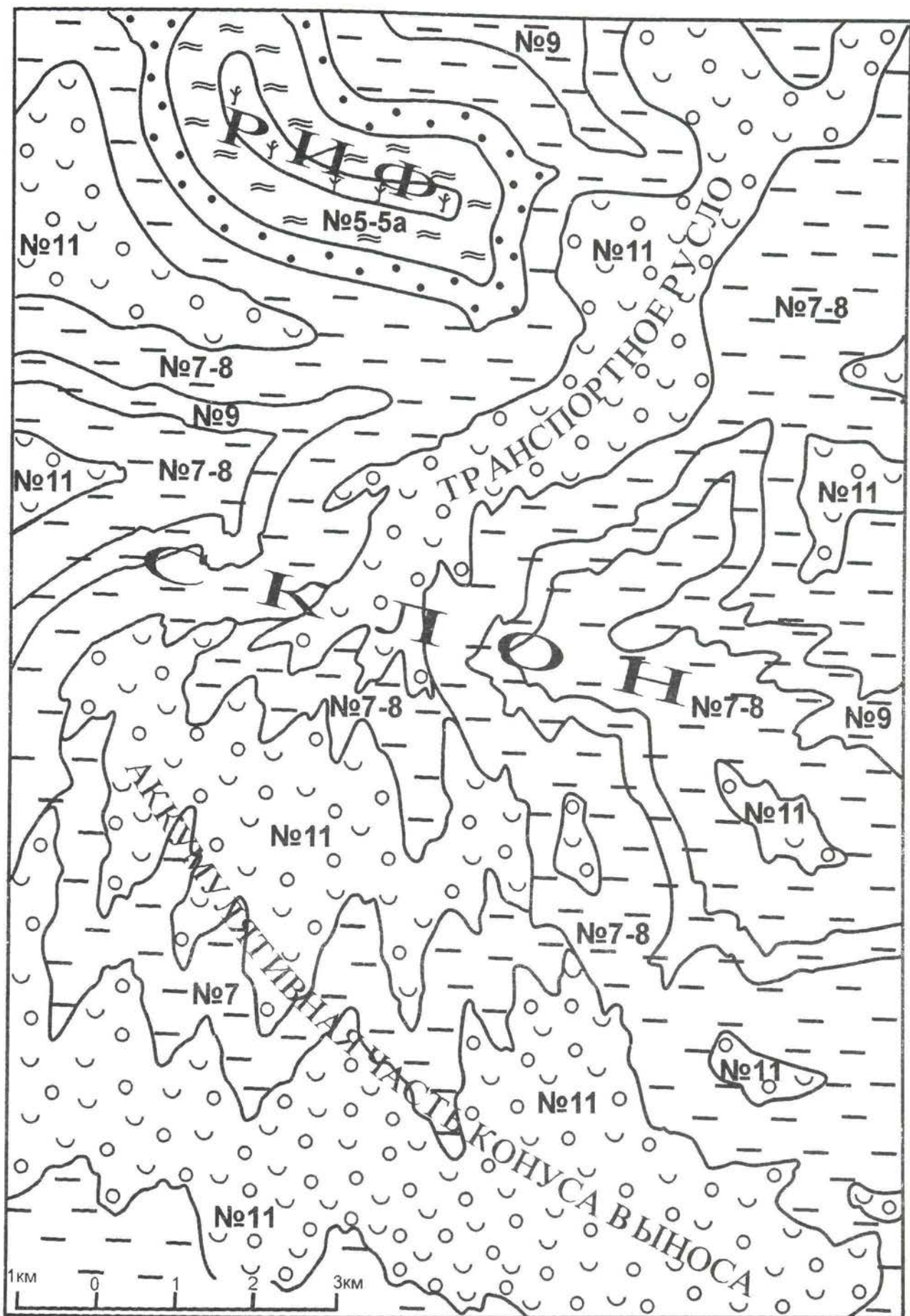


РИС. 19. МОДЕЛЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОН - ИНДЕКСОВ В ОБЛАСТИ РАЗВИТИЯ ПОДВОДНЫХ КОНУСОВ ВЫНОСА.  
 FIG. 19. MODEL OF THE DISTRIBUTION OF ZONES - INDEXES IN THE AREA OF THE DEVELOPMENT SUBSEA FANS.  
 Условные обозначения на рис. 11.



На **рис. 20** изображено строение русловой части подводного конуса выноса (градации 11а-11б). Породы-коллекторы представлены мелкообломочными мелкокосослойчатыми и градационно-слоистыми известняками, относящимися к стандартным литогенетическим типам № 58 и № 59. Для них характерны средние значения открытой пористости - 8-12%. Мощность пластов не превышает 1 м.

В верхней части разреза конуса выноса выделяется 4 циклита III порядка (4-7 на рис. 20). В каждом из них насчитывается от 5 до 7 циклитов II порядка, в полных последовательностях, которых выделяется 5 элементов: 1. обломочные карбонатные породы горизонтальнослоистые; 2. обломочные карбонатные породы косослоистые; 3. комковатые известняки; 4. шламовые известняки; 5. глинистые известняки и известковые глины, обогащенные органическим веществом. Породы-коллекторы слагают нижние элементы циклитов II порядка. В русловой части конуса обычно большинство циклитов представлено 1-ым-3-им элементами полной последовательности. В аккумулятивной части конуса циклиты состоят из 1, 2, 3 и 4 элементов. В дистальных частях циклиты состоят из 4 и 5 элементов.

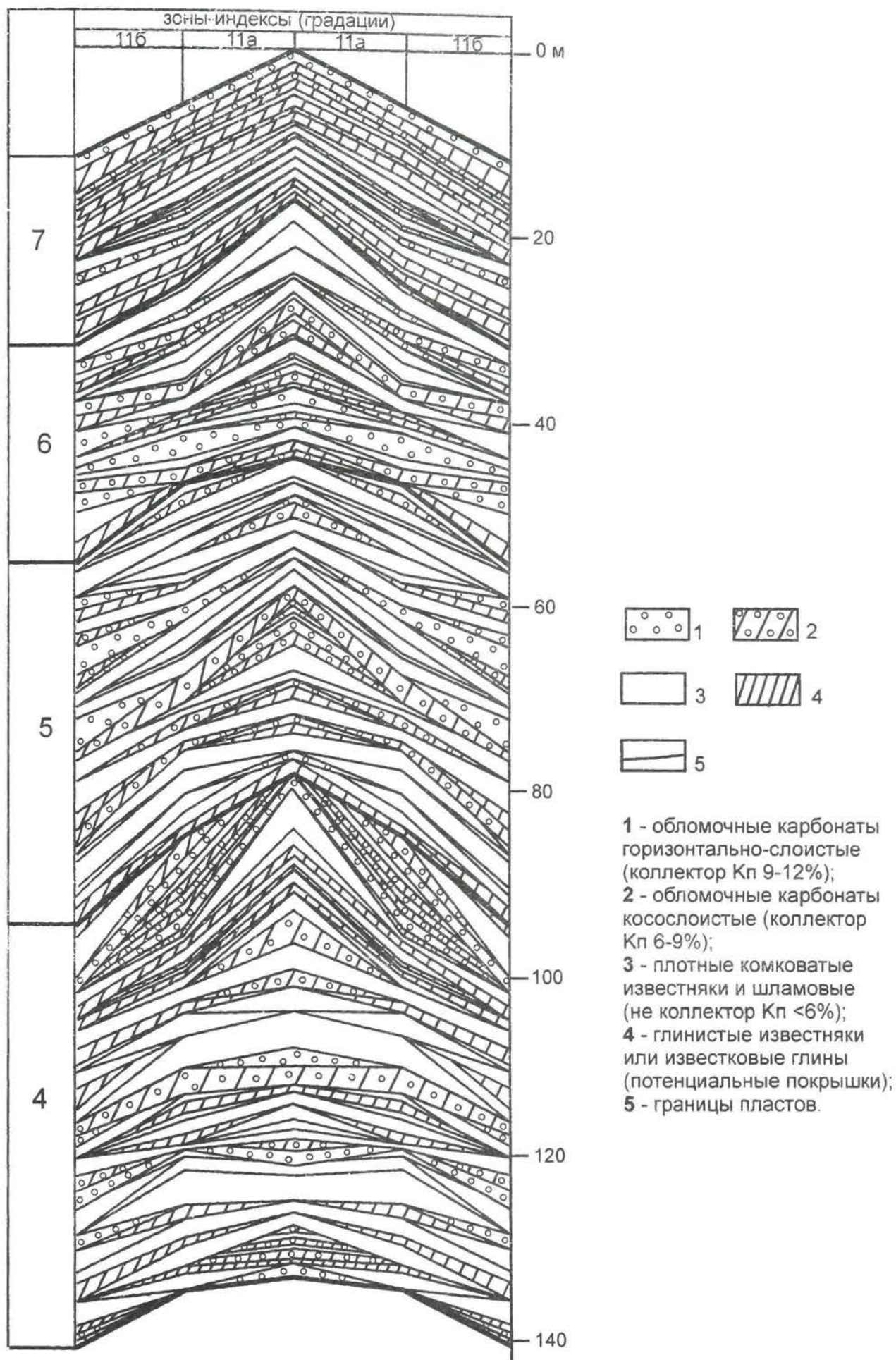


РИС. 20. СТАНДАРТНАЯ МОДЕЛЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРОД - КОЛЛЕКТОРОВ В ВЕРХНЕЙ ПРОДУКТИВНОЙ СЕКЦИИ КАРБОНАТНОЙ ПОДФОРМАЦИИ ПОДВОДНОГО КОНУСА ВЫНОСА (РУСЛОВАЯ ЧАСТЬ).

FIG. 20. STANDARD MODEL OF THE DISTRIBUTION OF ROCK - RESERVOIRS IN THE TOP PRODUCTIVE SECTION OF THE CARBONATE SUBFORMATION OF THE SUBSEA FAN (A PART OF THE BED).



## ТЕХНОЛОГИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ (СЕМ)

## CHAPTER 3

### PROCEDURE OF SCM CARBONATE RESERVOIR MODELING (SCM)

Целью моделирования является разработка объемных моделей карбонатных природных резервуаров, для повышения эффективности поисково-разведочных работ и подсчета запасов нефти и газа. Технология СЕМ отличается от известных в России и в зарубежных странах тем, что основана на использовании стандартных моделей внутренней структуры карбонатных объектов различных иерархических уровней (от пластов до формаций) и стандартных зависимостей структуры осадочных тел, их петрофизических свойств и геометрических параметров. Технология может использовать существующие программные комплексы интерпретации материалов ГИС, обработки и интерпретации данных сейсморазведки и дополняется специальными программами диагностики стандартных литогенетических типов карбонатных пород, электронными атласами структурных компонентов и типов пород, атласами стандартных моделей структуры карбонатных тел, программой "привязки" разреза скважины к стандартной модели (СЕМ) (см.рис.23,24), программами построения синтетических скоростных и сейсмических профилей (см. рис. 25, 26). Результаты реализации седиментационно-емкостного моделирования прошли апробацию в различных производственных геологоразведочных организациях и нефтяных компаниях России, стран ближнего (Узбекистан, Туркменистан) и дальнего (Англия, Индия, Болгария) зарубежья. В настоящий момент технология используется для построения объемных моделей карбонатных природных резервуаров.

Технология СЕМ представленная на **рис. 21** состоит из пяти блоков, каждый из которых обеспечивает автоматическое или полуавтоматическое решение задач обработки и интерпретации геолого-геофизических материалов с целью получения модели резервуара. Блок I – экспертная система диагностики генетических типов отложений (STEPKLASS-REEF) позволяет в автоматическом

The purpose of modeling is to develop 3D models of natural carbonate reservoirs so as to increase the efficiency of prospecting and exploration and reserves calculation. The SCM procedure differs from those known in Russia and abroad in that it uses standard models of the inner structure of carbonate objects of different hierarchic levels (from layers to formations) and standard dependence between the structure of sedimentary bodies and their petrophysical and geometrical parameters. The procedure can make use of various software packages for log interpretation and seismic data processing and interpretation, but it is complemented with specific software for diagnostics of standard carbonate rock lithotypes, computer atlases of structural components and rock types, atlases of standard models of carbonate body structures, a program of "conjunction" of a well section to a standard model (SCM) (fig. 23-24) and programs of constructing of synthetic velocity and seismic lines (Figs. 25,26). Results obtained by sedimentary-capacity modeling were tested by various producing geological-prospecting enterprises and oil companies of Russia, CIS countries (Uzbekistan and Turkmenistan), and the world at large (England, India and Bulgaria). At present, the procedure is used for constructing 3D models of carbonate reservoirs.

The SCM procedure, showed on the **figure 21**, makes use of five software packages, each ensuring automatic or semi-automatic solution of problems involved in processing and interpretation of geological and geophysical data and materials with the purpose of constructing a reservoir model. Package I (STEPKLASS-REEF), an expert system of deposit genetic type diagnostics, allows standard lithotypes of carbonate deposits to be diagnosed in an automatic interactive mode. The program is complemented with reference material and an electronic atlas of structural components of rocks. Package II supports manual and semi-automatic well section interpretation procedures on the basis of log and core data with the purpose of individualizing and diagnosing genetic de

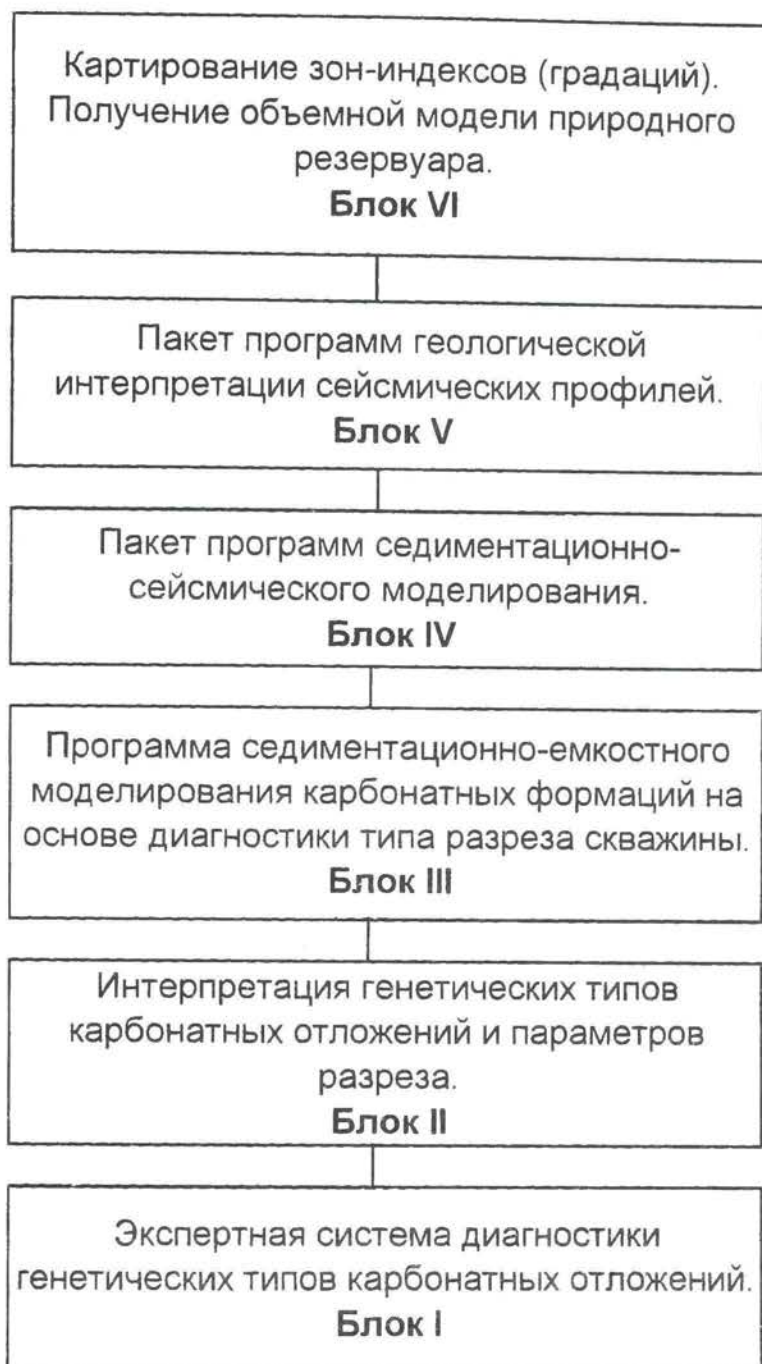


РИС. 21 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СЕДИМЕНТАЦИОННО - СЕЙСМИЧЕСКОГО И - ЕМКОСТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ КАРБОНАТНЫХ ФОРМАЦИЙ.  
FIG. 21 TECHNOLOGYS SCHEME OF SEDIMENTARY - SEISMIC AND - CAPASITY MODELLING OF CARBONATE FORMATIONS.



ческом, диалоговом режиме диагностировать стандартные литогенетические типы карбонатных отложений. Программа сопровождается справочным материалом и электронным атласом структурных компонентов пород. Блок II – осуществляет ручные и полуавтоматические процедуры интерпретации разреза скважины по данным керна и ГИС с целью выделения и диагностики генетических типов отложений и расчета параметров разреза, необходимых для привязки к стандартной модели. Блок III – программа, обеспечивающая “привязку” разреза скважины к стандартной модели и трансформацию модели относительно параметров скважины. Этот же блок предусматривает ручное или полуавтоматическое построение типовой модели объекта изучения. Блок IV – пакет программ седиментационно-сейсмического моделирования – построения скоростных и синтетических сейсмических моделей, назначением которых является отображение строения карбонатных комплексов в физических параметрах. Блок V – геологическая интерпретация сейсмических материалов, обеспечивающая привязку седиментационных моделей к волновой картине. Блок VI – разработка двумерных (профильных) моделей изучаемого объекта, картирование зон-индексов (градаций) карбонатного объекта и получения объемной модели.

posit types, and calculating the section parameters required for conjunction with the standard model. Package III is a program ensuring the conjunction of the well section to the standard model and transformation of the model to suit the well parameters. This package allows the typical model of the object under study to be built manually or semi-automatically. Package IV, the sedimentation-seismic modeling package, is a set of programs for constructing velocity and synthetic seismic models aimed at representation of structure of carbonate complexes in terms of physical parameters. Package V consists of geological interpretation of seismic data ensuring conjunction of sedimentary models to the wave pattern. Package VI – elaboration construction of 2D (profile) models of the object under study, mapping of zones-indexes and ensures of model 3D.

На рис. 22 приведен пример результатов интерпретации и диагностики стандартных литогенетических типов пород и генетических типов отложений в скважине по данным ГИС (Блок II). На глубинах 4900м-4400 – отсутствуют интервалы выноса керна. Выделение литогенетических типов производится по данным радиоактивного каротажа (23, 24). В качестве основного диагностического признака рассматривается плитчатость карбонатов. Границам между плитками соответствуют положительные экстремумы значений ГК, размер плиток является признаком соответствующего стандартного литотипа (см. табл. 2). Интервалы разреза, характеризующиеся одинаковыми выдержанными значениями плитчатости, при одинаковых значениях параметров пористости и глинистости, выделяются как пласты, сложенные одним литогенетическим типом карбонатных отложений. Литогенетические типы карбонатных пород образуют вертикальные последовательности - циклиты I порядка, состоящие из двух, трех и четырех элементов, мощностью 1-5 м. Мелкие циклиты объединяются в циклиты II порядка, границам которых соответствуют стратиграфические несогласия, выраженные отсутствием циклитов I порядка или их элементов, появлением пластов глин или глинистых карбонатов. Выделяемые последовательности стандартных литогенетических типов пород, позволяют диагностировать генетические типы и группы отложений. Интерпретация данных радиоактивного каротажа дополняется информацией, полученной при интерпретации АК, МБК, кавернометрии. В результате выделяются глинистые пласты, пласты пород-коллекторов и сульфатов.

Таким образом, существующие зависимости стандартных типов структур (табл. 1) и петрофизических свойств пород позволяют в условиях отсутствия керна проводить интерпретацию ГИС до уровня пластов и слагающих их литогенетических типов пород. На основании такого анализа получают расчетные параметры для программы СЕМ: Кг, Кэф, Кс, процентное содержание в разрезе различных генетических групп отложений.

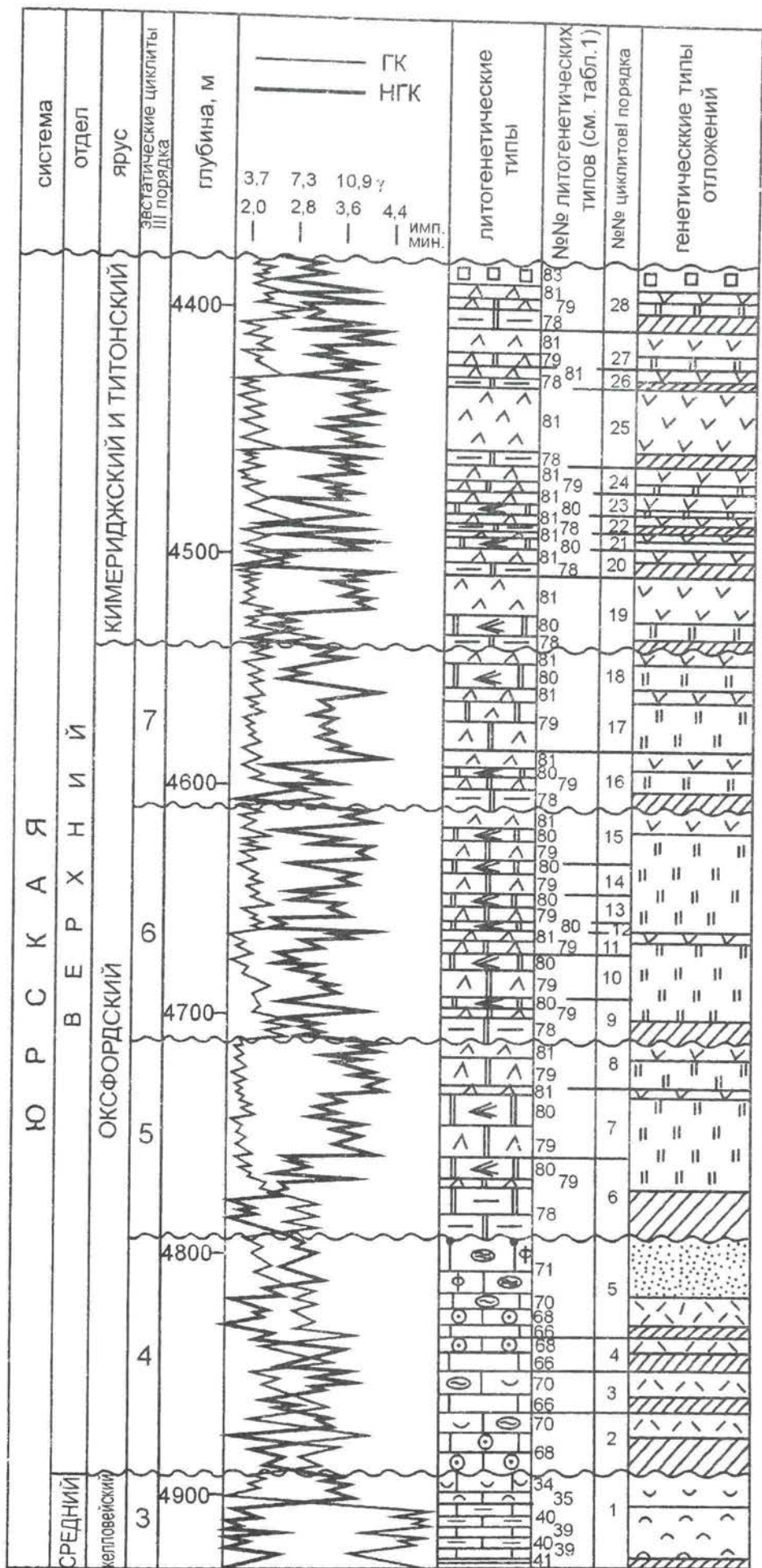


РИС. 22. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ ГИС.

FIG. 22. INTERPRETATION OF GENETIC TYPES OF CARBONATE DEPOSITS BY WELL - LOG DATA.

Условные обозначения к литогенетическим типам пород см. в табл.1.  
 Условные обозначения к генетическим типам отложений см. на рис. 7.



На рис. 23 и 24 дан пример автоматической «привязки» разрезов разведочных скважин к стандартной модели формации (блок III на рис.21).

На рис. 23 видно, что скважина не вскрыла полного разреза карбонатной формации. В таких случаях предусмотрены специальные процедуры пересчета параметров разреза относительно полной мощности формации, на основании анализа строения вскрытых верхних горизонтов карбонатной толщи.

Программа позволяет определить положение разрезов скважин по отношению к границам зон-индексов, и произвести трансформацию стандартной модели в абсолютные параметры: мощности пластов по оси Y и километры по оси X с учетом зависимости, изображенной на графиках I, II, III, (см. рис. 8).

Результаты «привязки» разреза скважины показали, что анализируемая площадь расположена в пределах барьерной рифовой системы. Бурением охарактеризована только 2-я градация.

**Fig. 23 and 24** are examples of automatic coupling of exploratory well sections to the standard formation model (package III, Fig.21).

As seen from the Fig.23, the well has not been drilled into a full section of carbonate formation. In such cases specific procedures are envisaged of the recalculation of section parameters relatively to a full formation thickness basing on the analysis of constructing of stripped upper horizons of carbonate series.

The program allows position of well sections to be determined in reference to boundaries of the index zones and the standard model to be converted into absolute parameters (bed thickness on the y-axis and length in kilometers on the x-axis).

The area under analysis is located within a barrier reef system. Only one gradation (2) have been characterized by drilling.

ЗОНЫ-ИНДЕКСЫ (ГРАДАЦИИ) СТАНДАРТНОЙ МОДЕЛИ

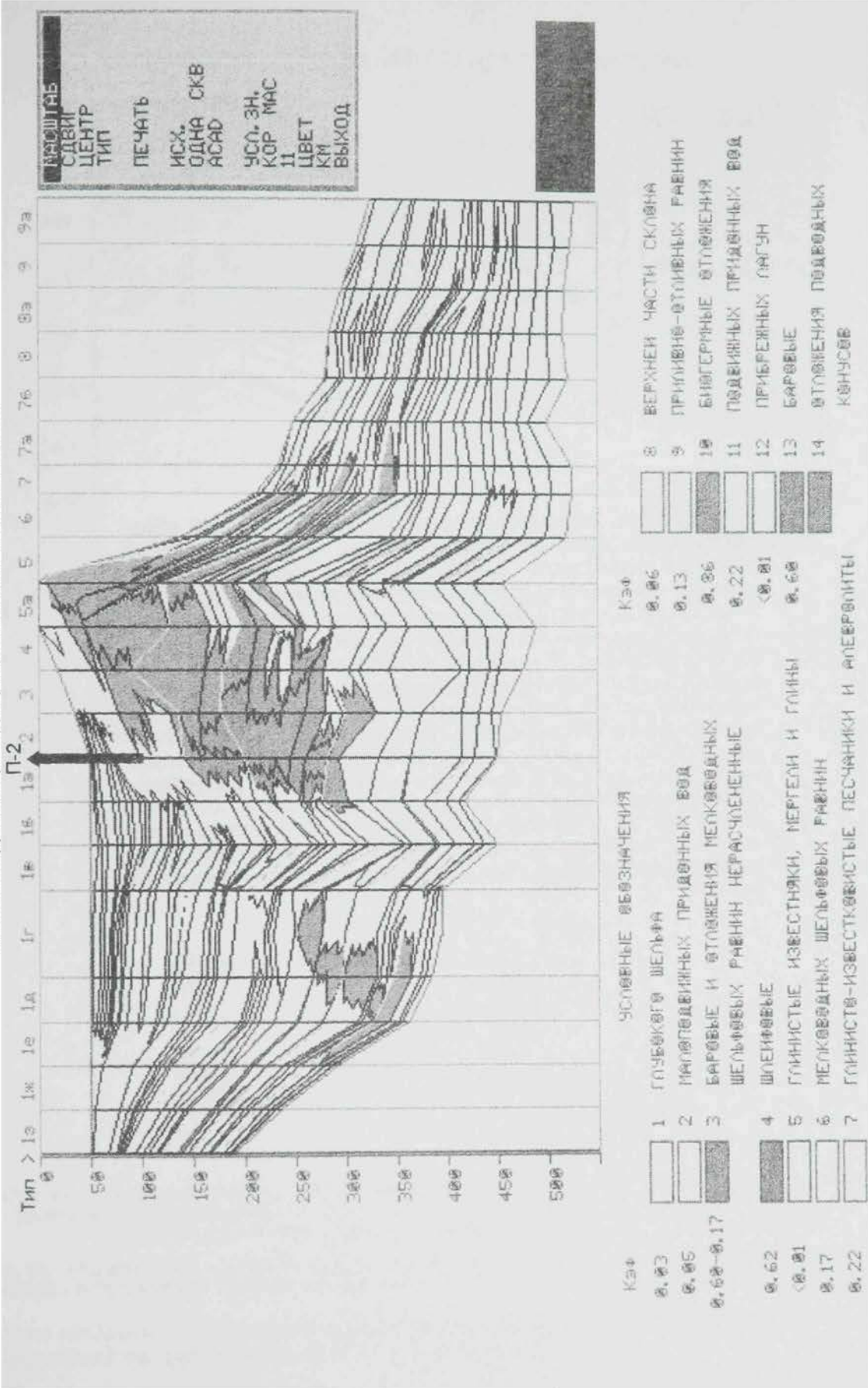


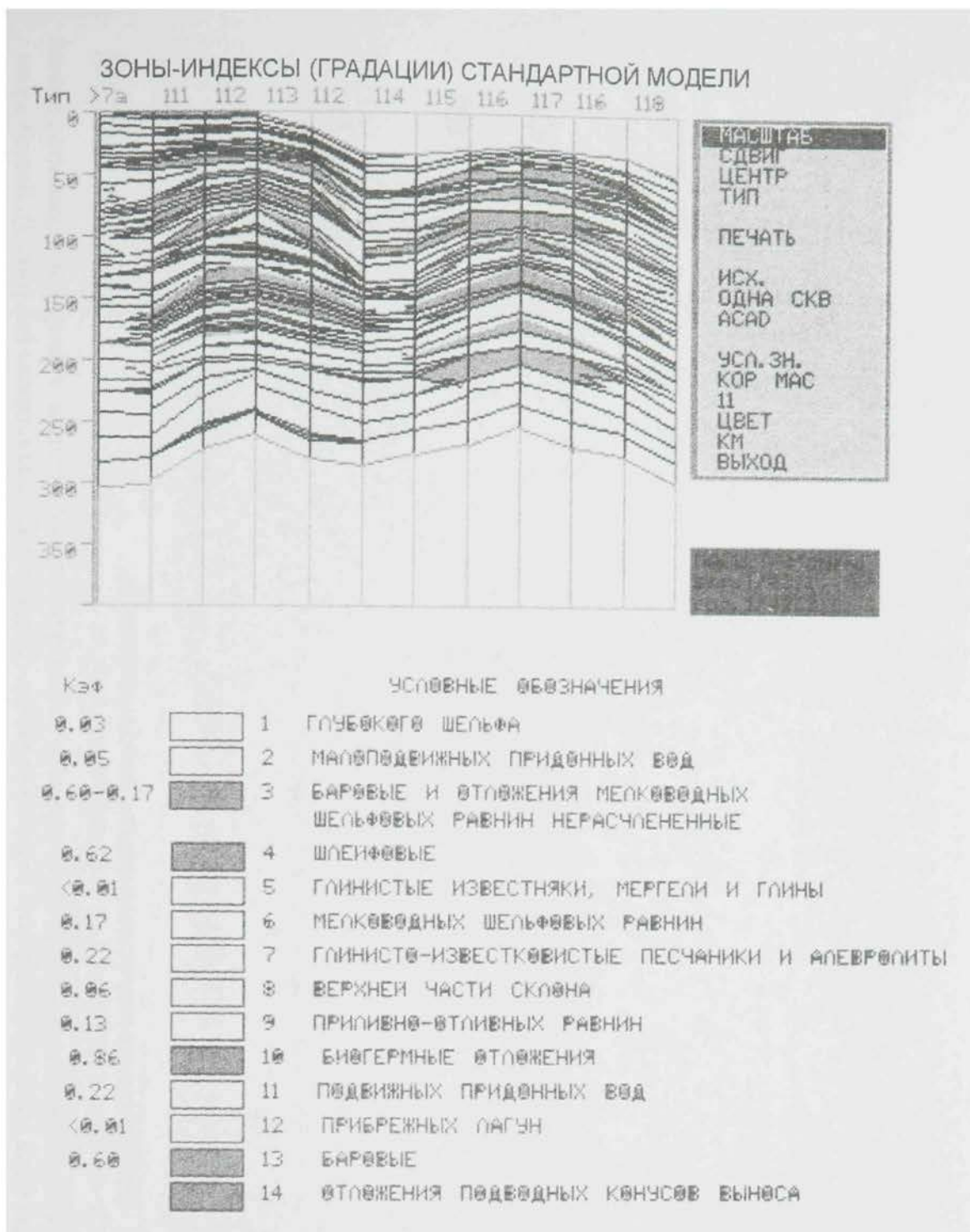
РИС. 23. СЕДИМЕНТАЦИОННО - ЕМКОСТНАЯ МОДЕЛЬ ФОРМАЦИИ. МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЗАПАДНО - ТЕРПОВСКОЕ. ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОГРАММЫ SEM ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ (БЛОК III) (РАСПЕЧАТКА С ЭКРАНА).

FIG. 23. SEDIMENTARY - CAPACITY MODEL OF THE FORMATION. THE FIELD WESTERN - TERPOVSKAIA. THE CASE OF THE EMPLOYMENT OF SCM PROGRAM (BLOCK III) (COPY FROM SCREEN).

Кратом показаны только высокочемкие породы-коллекторы с Кэф более 0,4. Кэф - коэффициент эффективной мощности генетического типа отложений.



На **рис. 24** приведен результат автоматической обработки параметров разреза скважины и моделирования строения подводного конуса выноса. Скважина, послужившая основой для расчета параметров модели, расположена за пределами развития конуса выноса. Методика СЕМ позволяет на основании анализа разрезов единичных скважин автоматически моделировать строение участков карбонатных толщ, неохарактеризованных бурением и восстанавливать недостающие градации стандартной седиментационно-емкостной модели и, таким образом, получать полную модель строения карбонатной формации. Результаты этих работ являются основой для проведения геологической интерпретации сейсмической информации. Следующий, IV блок технологии охватывает все процедуры, связанные с «привязкой» стандартной модели и разреза скважины к волновой картине и моделирования сейсмической записи.



**РИС. 24. СЕДИМЕНТАЦИОННО - ЕМКОСТНАЯ МОДЕЛЬ КАРБОНАТНОЙ ФОРМАЦИИ, ПОДВОДНЫЙ КОНУС ВЫНОСА. МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЗАПАДНО - ТЕПЛОВСКОЕ. ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОГРАММЫ SEM ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ (БЛОК III) (РАСПЕЧАТКА С ЭКРАНА).**

**FIG. 24. SEDIMENTARY - CAPACITY MODEL OF THE CARBONATE FORMATION OF THE SUBSEA FAN. THE FIELD WESTERN - TEPOVSKAIA, THE CASE OF THE EMPLOYMENT OF SCM PROGRAM. (BLOCK III) (COPY FROM SCREEN).**

Кроме показаны только высокочемкие породы-коллекторы с Кэф более 0,4. Кэф - коэффициент эффективной мощности генетического типа отложений.



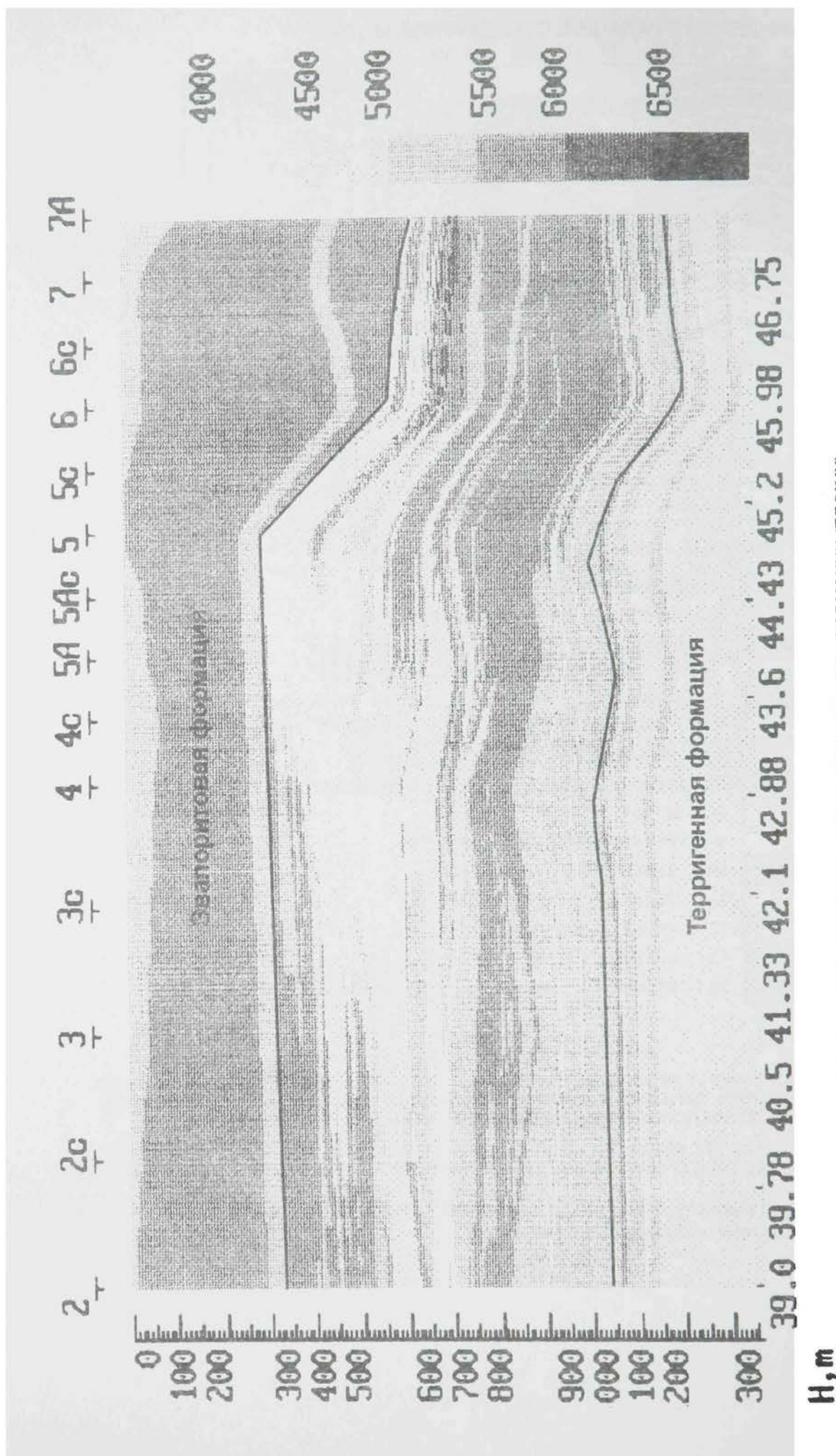


РИС. 25. СИНТЕТИЧЕСКАЯ СКОРОСТНАЯ МОДЕЛЬ ФОРМАЦИИ (БЛОК IV).

FIG. 25. SYNTHETIC RATE MODEL OF THE FORMATION (BLOCK IV).

На рис. 25 приведена синтетическая скоростная модель карбонатной формации стандартной седиментационной смкостной модели относительно одного параметра - пластовой скорости. Верхний ряд цифр - стандартные зоны-индексы (см. рис. 7). Левому краю соответствует условная шкала глубин (в м), правому - шкала пластовых скоростей (в м/сек), внизу - расстояние от берега по линии седиментационного градиента (в км).



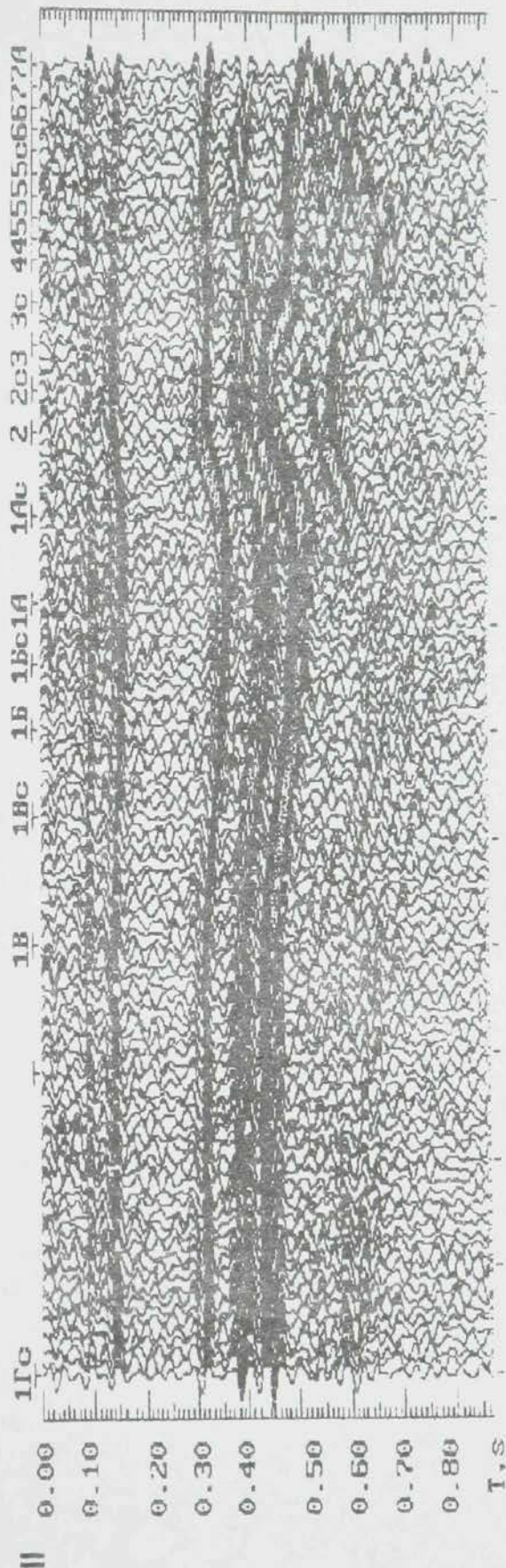
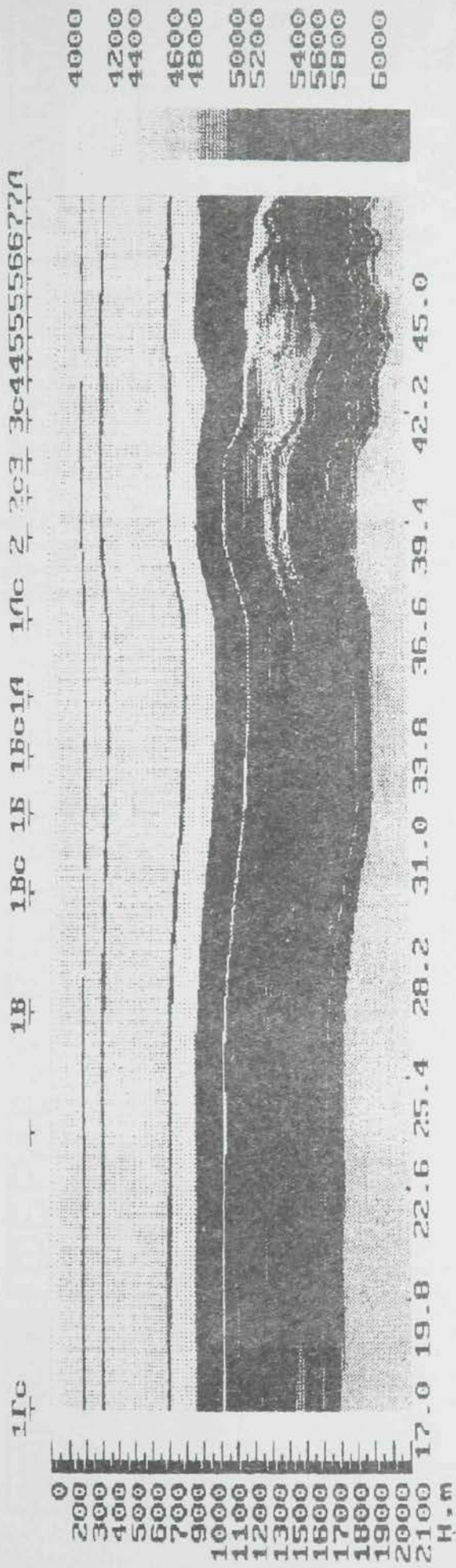


РИС. 26. ГЛУБИННЫЙ РАЗРЕЗ СКОРОСТЕЙ (I) И СИНТЕТИЧЕСКИЙ ВРЕМЕННОЙ СЕЙСМИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ (II) (БЛОК IV).

FIG. 26. ABISSAL SECTION OF RATES (I) AND SYNTHETIC TIME SEISMIC LINE (II) (BLOCK IV).



В зависимости от особенностей геологического строения и задач моделирования внутренней структуры карбонатных тел, технология СЕМ может дополняться блоками обычной обработки и интерпретации данных сейсморазведки и специальных программ обработки сейсмических материалов.

На **рис. 27** приведена блок-схема технологии СЕМ, включающая обработку профилей ОГТ по методике ЧВЗ (частотно-временных зависимостей) /16/, позволяющую выявлять в карбонатных комплексах аномалии сейсмической записи типа систем пологих малоамплитудных нарушений и зон макротрещиноватости.

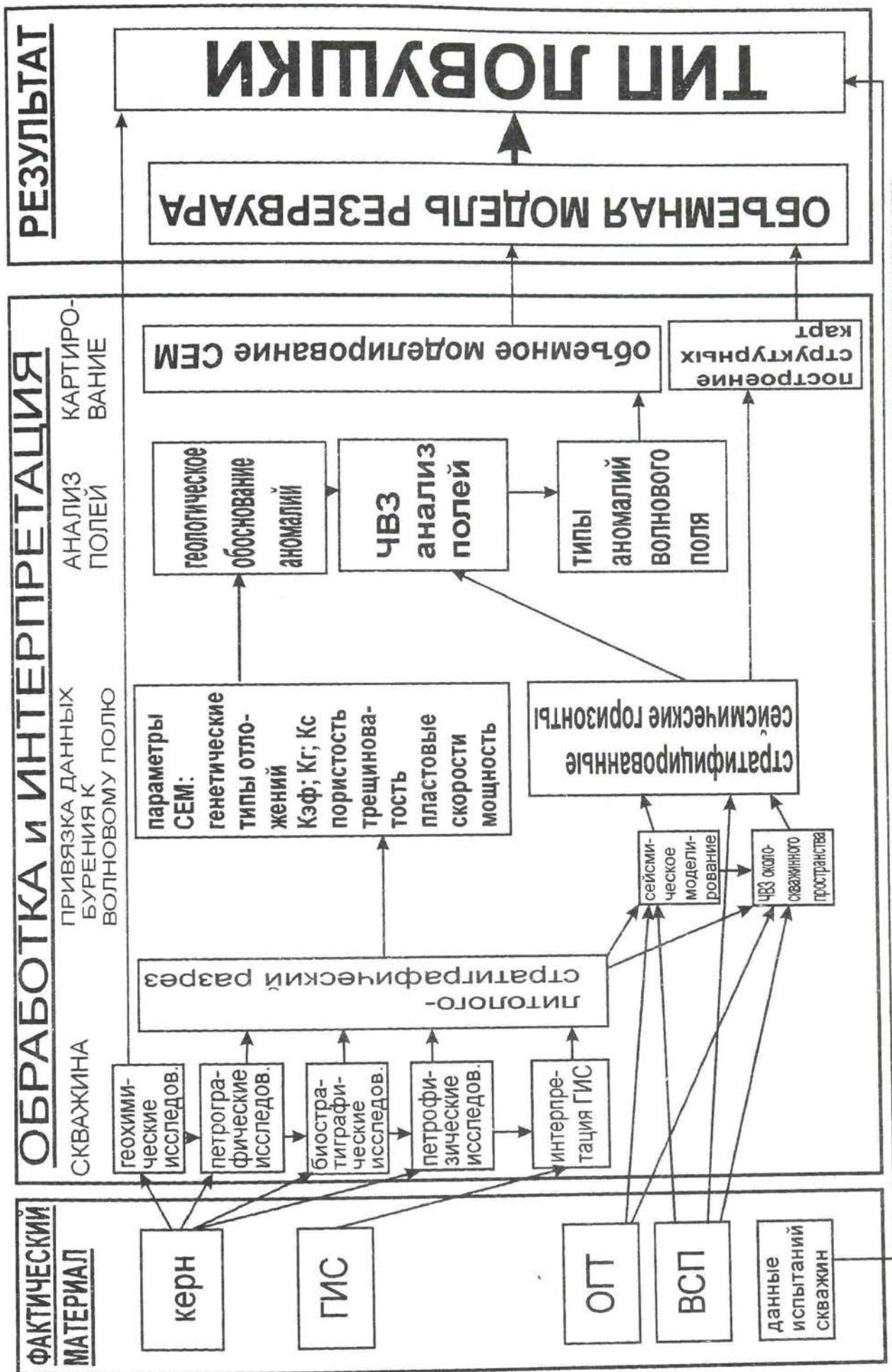


РИС. 27. ТЕХНОЛОГИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДИК ЧВЗ И СЕМ.  
 FIG. 27. METHODS FOR MODELING OF THE STRUCTURE OF NATURAL RESERVOIRS USING METHODS OF FREQUENCY - TIME CORRELATION AND SEDIMENTARY - CAPACITY MODELING.



Следующей стадией моделирования является разработка двумерной типовой модели для конкретной территории исследований. Типовая модель природного резервуара является результатом трансформации стандартной модели относительно параметров разрезов анализируемого комплекса, и учитывает степень изменения седиментационной структуры пород под воздействием постседиментационных процессов, а также уровень и глубину эрозионного срезания верхних горизонтов карбонатной толщи. При разработке типовой модели используются фациальный, генетический, биостратиграфический анализы, изучение седиментационной цикличности, событийная стратиграфия, стадийный анализ процессов изменения седиментационной структуры карбонатных пород с целью оценки строения и емкостных параметров природных резервуаров.

На **рис. 28** приведен пример типовой модели верхнепалеозойских карбонатных отложений Токмовского свода центральных районов России.

На Токмовском своде установлены горизонты перетолженных турнейских и верхнедевонских карбонатов. Направленность, степень и стадии изменения седиментационной структуры карбонатных пород вторичными процессами установлены в шлифах. Характер изменения первичной структуры влияет на минеральный состав и значения коэффициента пористости ( $K_p$ ), которые определяются для конкретных условий изменения пород по графикам зависимости  $\Delta t$  от  $K_p$  (см. рис. 4, 5) Для составления типовой модели фаменского комплекса использовались данные по пяти скважинам на Урмарской и Турмышской площадях. В разрезах скважин определялись параметры разреза, необходимые для работы по программе СЕМ, осуществлялась автоматическая "привязка" к стандартной модели и построение типовой модели с учетом вторичных изменений карбонатов, а также наличия горизонтов размыва и перетолжения карбонатных пород в верхней части фаменской формации.

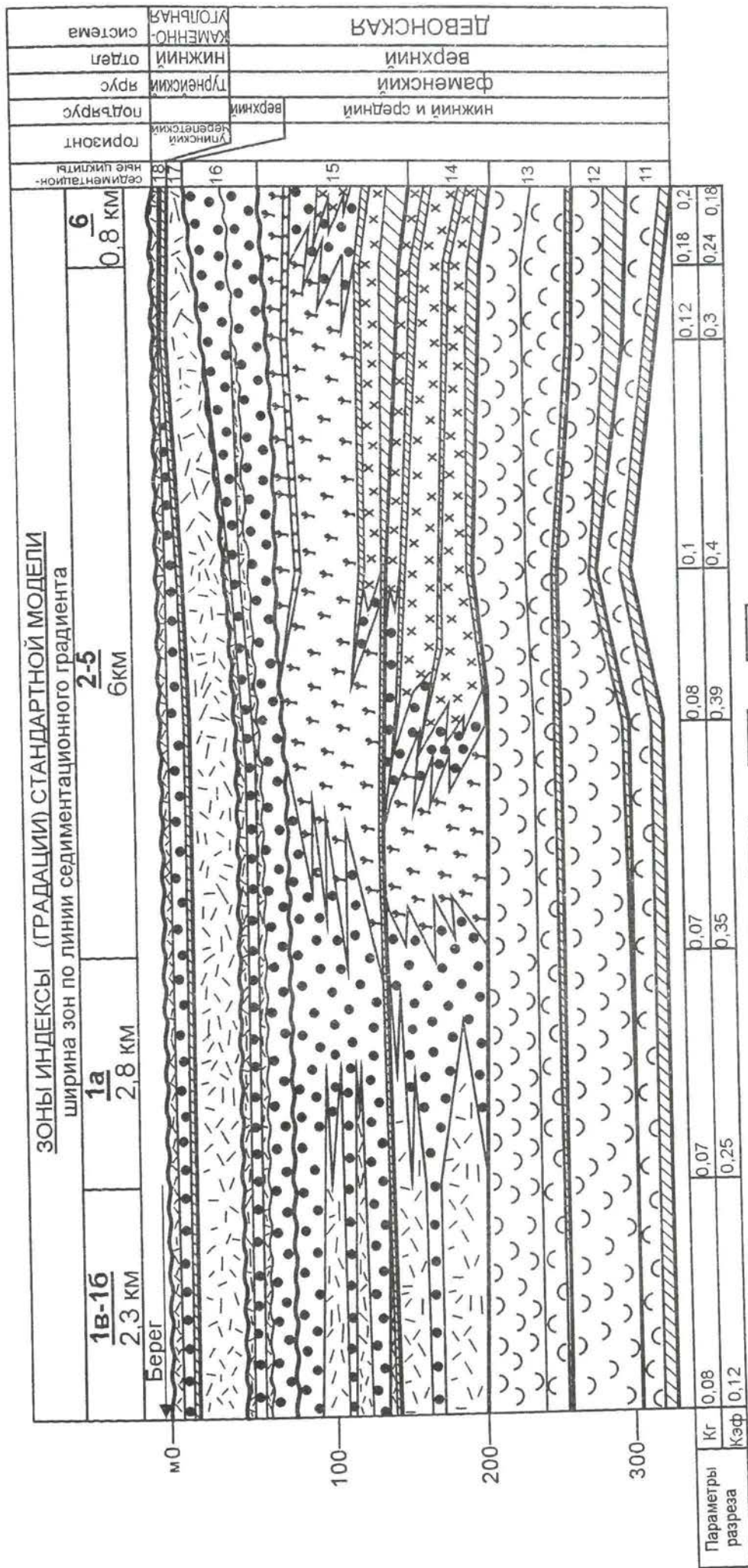


РИС. 28. ПРИМЕР ТИПОВОЙ МОДЕЛИ КАРБОНАТНОГО РЕЗЕРВУАРА, УЧИТЫВАЮЩИЙ РАЗМЫВ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ФОРМАЦИИ.  
 FIG. 28. EXAMPLE OF THE TYPE MODEL OF CARBONATE RESERVOIR WITH WASHING IN THE UPPER PART OF THE FORMATION.

1-6 - генетические типы карбонатных отложений: 1 - рифовые; 2 - шлейфовые; 3-6 - плотные карбонаты; 3 - мелководного открытого шельфа; 4 - глубоководного открытого шельфа; 5 - закрытого шельфа; 6 - склона бассейна; 7 - глины, глинистые известняки, мергели; 8 - размывы.



Проведение геологической интерпретации данных сейсморазведки с использованием стандартных и типовых седиментационно-емкостных моделей осуществляется поэтапно и включает следующие процедуры: сопоставление стратиграфических и литологических границ и отражающих поверхностей в сейсмическом поле, сопоставление синтетических скоростных и сейсмических моделей с анализируемыми временными разрезами, «привязку» их к отражающим горизонтам; обработку временных разрезов по методике ЧВЗ, сопоставление разрезов ЧВЗ с типовой седиментационно-емкостной моделью, анализ волновой картины на разрезах ЧВЗ и МОГТ с использованием параметров типовой модели, построение объемной седиментационно-емкостной модели анализируемого разреза.

На **рис. 29** показан пример «увязки» данных ВСП, МОГТ и ГИС (АК) во временном масштабе. Импульсная сейсмография синтезирована при интерпретации каротажных диаграмм АК и ГК, при этом выделены и локализованы только значимые акустические границы, отображаемые в сейсмическом поле и интерпретируемые однозначно. Малоамплитудные границы и интервалы шумоподобной акустики проигнорированы. В результате разрешающая способность составила около 10 метров. Процедуры сопоставления стратиграфических горизонтов и отражающих поверхностей предусматривают задачи моделирования сейсмических трасс, и позволяют более точно сопоставить изменения геологического строения разреза с их отображением в сейсмическом волновом поле.

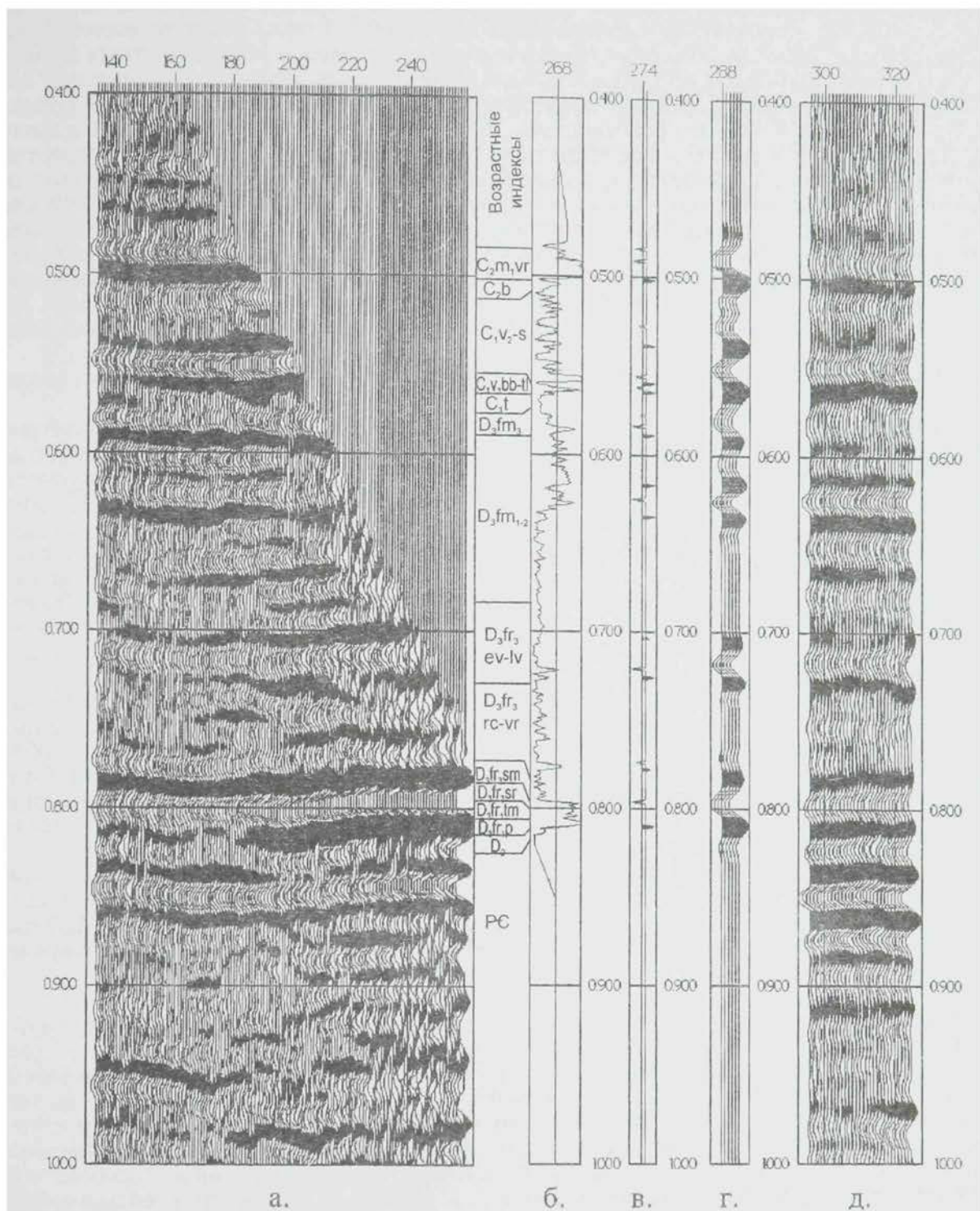


РИС. 29. ВЗАИМНАЯ УВЯЗКА ДАННЫХ ВСП, МОГТ И ГИС. ВРЕМЕННЫЙ МАСШТАБ С НУЛЬФАЗОВОЙ КОРРЕКЦИЕЙ.  
 FIG. 29. MUTUAL CORRELATION OF VSP, CDP AND LOG DATA. TIME SCALE WITH ZERO PHASE CORRELATION.  
 а - сейсмограмма ВСП; б - кривая акустического каротажа; в - импульсная трасса; г - синтетические трассы; д - фрагмент разреза МОГТ.



На **рис. 30** показан пример сопоставления данных акустического каротажа скважины, фрагментов временного разреза МОГТ, сейсмограммы ВСП и фрагментов временных разрезов, обработанных по методике ЧВЗ, позволяющих осуществить «привязку» литологических границ, выявленных в скважине к отражающим границам. Разрезы частотно-временных зависимостей (ЧВЗ) являются одним из видов трансформации сейсмических волновых полей /16/. Их отличительной особенностью является то, что сейсмические трассы преобразуются в последовательность закодированных (полноцветных или в серых тонах) выборок значений амплитуд в экстремумах положительных и отрицательных полупериодов разночастотных гармонических колебаний. Ритмы ЧВЗ образуются за счет взаимного смещения гармонических составляющих. На **рис. 30** высокочастотные гармонические составляющие отображены в серых цветах, низкочастотные – залиты черным. Ритмы ЧВЗ характеризуются следующими параметрами – направленностью смещения высокочастотных гармоник по отношению к низкочастотным и величиной ритма, определяющейся временным интервалом между наиболее высокочастотной и наиболее низкочастотной составляющими. Ритмы со смещением высокочастотной составляющей вверх по разрезу названы прогрессивными /16/ (**рис. 30**, время 0,47), со смещением вниз по разрезу – регрессивными (**рис. 30**, время 0,52). Переход в ритмах ЧВЗ от низкочастотной составляющей к высокочастотной указывает на направление изменения характера слоистости от более толстослоистых или массивных разностей пород к тонкослоистым пачкам. Ритмы на разрезах ЧВЗ сохраняют конфигурацию сейсмических горизонтов и в целом динамические особенности отражений.

Ритмы ЧВЗ образуют два вида совокупностей - про-регрессивная и ре-прогрессивная /16/. Совокупность может включать от двух до пяти ритмов.

В про-регрессивную объединяется последовательная смена вверх по разрезу ритмов прогрессивного типа на ритмы регрессивного типа. Внутри совокупности из двух ритмов линия схождения высокочастотных составляющих располагается между ритмами, в совокупности из трех ритмов ей часто соответствует центральный ритм нулевой величины (**рис. 30**, времена 0,500, 0,550 и 0,800). Ярко выраженные про-регрессивные совокупности характерны для интервалов разреза с максимальной глинистостью в центральной части ритма, таких как глинистые отложения тиманского горизонта в совокупности P-p, P-tm, P-sm, глины бобриковского горизонта в совокупности P-t, P-v, P-v3, алевролиты и глины основания верейского горизонта в совокупности P-s, P-b, P-vg на **рис. 30**. По латеральной устойчивости схождения высокочастотных составляющих совокупности ритмов можно прогнозировать наличие глинистых покрышек.

В ре-прогрессивную совокупность объединяется последовательная смена вверх по разрезу ритмов регрессивного типа на ритмы прогрессивного типа (времена 0,620 и 0,730 на **рис. 30**). Такие совокупности свойственны интервалам развития пород-коллекторов, зон дробления и трещиноватости, карстообразования. Примерами могут служить совокупности P-v3, P-s (время 0,530, **рис. 30**) соответствующие интервалам развития карстовых полостей в известняках серпуховского яруса или совокупность P-fm 2.1, P-fm 2.2, P-fm 3 соответствующая пачке обломочных известняков в кровле среднефаменских отложений (время 0,620, **рис. 30**).

Представление волновой картины в виде разрезов ЧВЗ позволяет уловить в сейсмической записи основные направления изменчивости петрофизических и литологических свойств карбонатных отложений и, тем самым, осуществлять прослеживание на профилях ЧВЗ границ седиментационных циклитов III и IV порядков, установленных на стадии седиментационного моделирования (см. **рис. 7**).

На **рис. 31** приведен пример выделения и типизации сейсмоаномалий на разрезах ЧВЗ. Аномалии волновой картины сопоставляются с литологической неоднородностью разреза скважины и с типовой моделью. Моделирование природных резервуаров с использованием методик СЕМ и ЧВЗ проводится в несколько этапов: 1. «привязка» седиментационных циклитов к разрезам ЧВЗ, 2. сопоставление различных типов аномалий с основными типами структур карбонатных тел. 3. «привязка» границ глинистых пачек, горизонтов размыва и переотложения карбонатов к отражающим границам на профилях ЧВЗ. 4. выделение сейсмогоризонтов и сопоставление их с седиментационными циклитами. 5. прослеживание внутри сейсмогоризонтов изменения волновой картины в соответствии с литологической изменчивостью, отраженной на типовой модели.

На **рис. 32** приведен фрагмент разреза ЧВЗ, на котором видна зона нарушенного залегания слоистых карбонатов, отображающаяся в сейсмической записи появлением характерных аномалий ЧВЗ. Зона нарушений имеет пологие углы наклона поверхностей сместителей, характеризуется интенсивным развитием трещиноватости и вторичной пористости. На уровне ритма ЧВЗ P-fm 2.2. выделяется аномалия записи, обусловленная появлением линз обломочных переотложенных карбонатов.



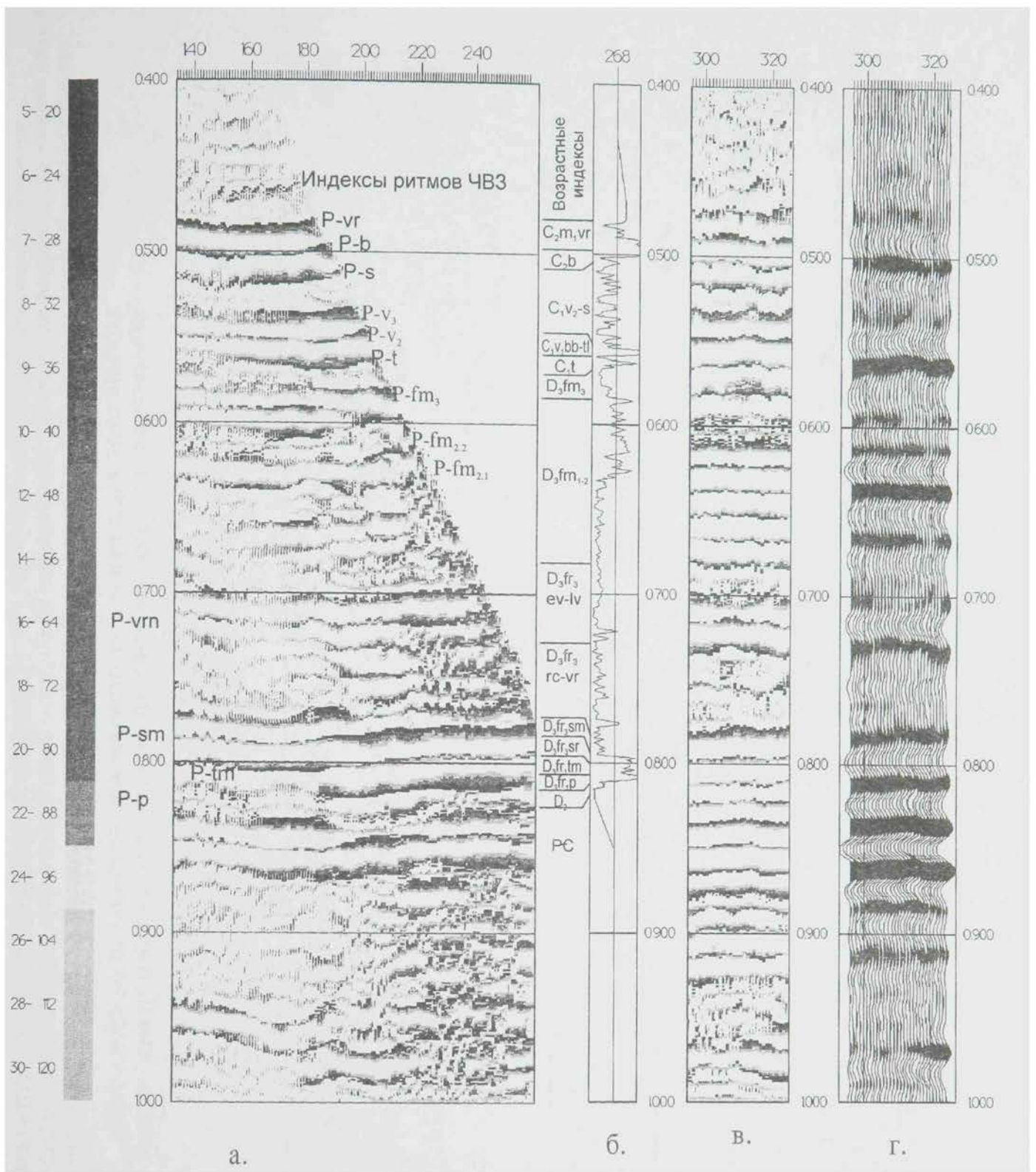


РИС. 30. ОТОБРАЖЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ В ВИДЕ РАЗРЕЗОВ ЧВЗ И ИХ ПРИВЯЗКА К РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ.

FIG. 30. REFLECTION OF SEISMIC DATA IN THE FORM OF FREQUENCY - TIME CORRELATION SECTIONS AND THEIR CORRELATION WITH WELL SECTION.

**а** - сейсмограмма ВСП; **б** - кривая акустического каротажа; **в** - импульсная трасса; **г** - синтетические трассы. Ритмы ЧВЗ: **P-vr** - верейский горизонт; **P-b** - башкирские отложения; **P-s** - кровля серпуховских отложений; **P-v<sub>3</sub>** - ритм ЧВЗ в верхневизейских отложениях; **P-v<sub>2</sub>** - кровля тульского горизонта; **P-t** - кровля турнейских отложений, индексы ритмов ЧВЗ; **P-fm<sub>3</sub>** - кровля фаменских отложений; **P-fm<sub>2,2</sub>** - горизонт переотложенных карбонатов среднего фамена; **P-fm<sub>2,1</sub>** - ритм ЧВЗ в среднефаменских отложениях; **P-vrn** - кровля воронежского горизонта; **P-sm** - семилукский горизонт; **P-trm** - тиманский горизонт; **P-p** - пашийский горизонт.



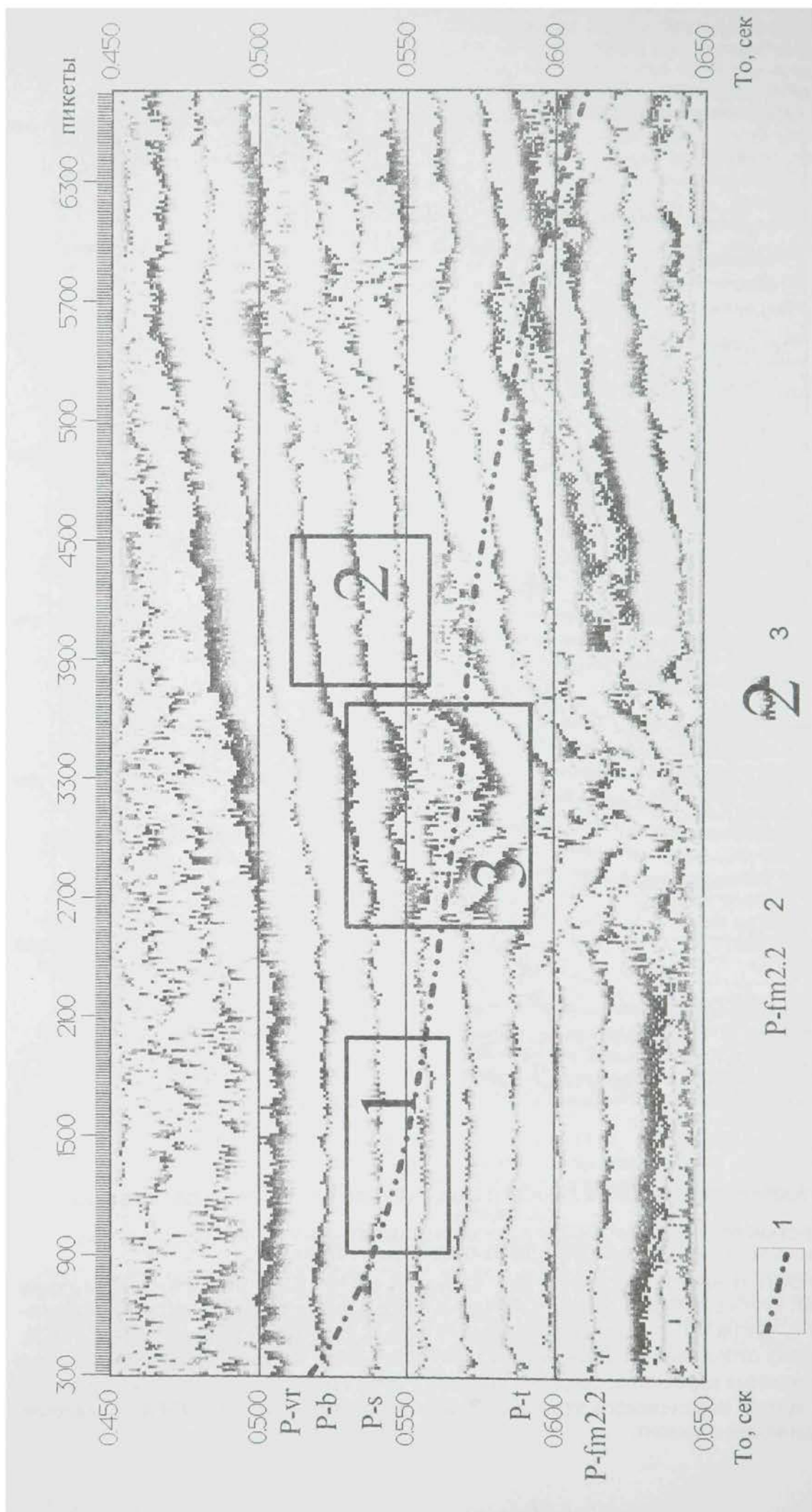


РИС. 31. ФРАГМЕНТ РАЗРЕЗА ЧВЗ. АНОМАЛИИ В НИЖНЕКАМЕНУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ.  
 FIG. 31. FRAGMENT OF THE FTC SECTION. ANOMALIES IN LOWER CARBONIFEROUS DEPOSITS.

1 - осевая поверхность зоны дробления; 2 - индексы ритмов ЧВЗ см. рис.30; 3 - типы аномалий ЧВЗ (1 - слабовыраженная на двух ритмах, в регрессивной совокупности, связанные с крестовыми полосами в известняках серпуховского яруса; 2 - явновыраженная на трех ритмах; 3 - явновыраженная на четырех ритмах с увеличением временной мощности).

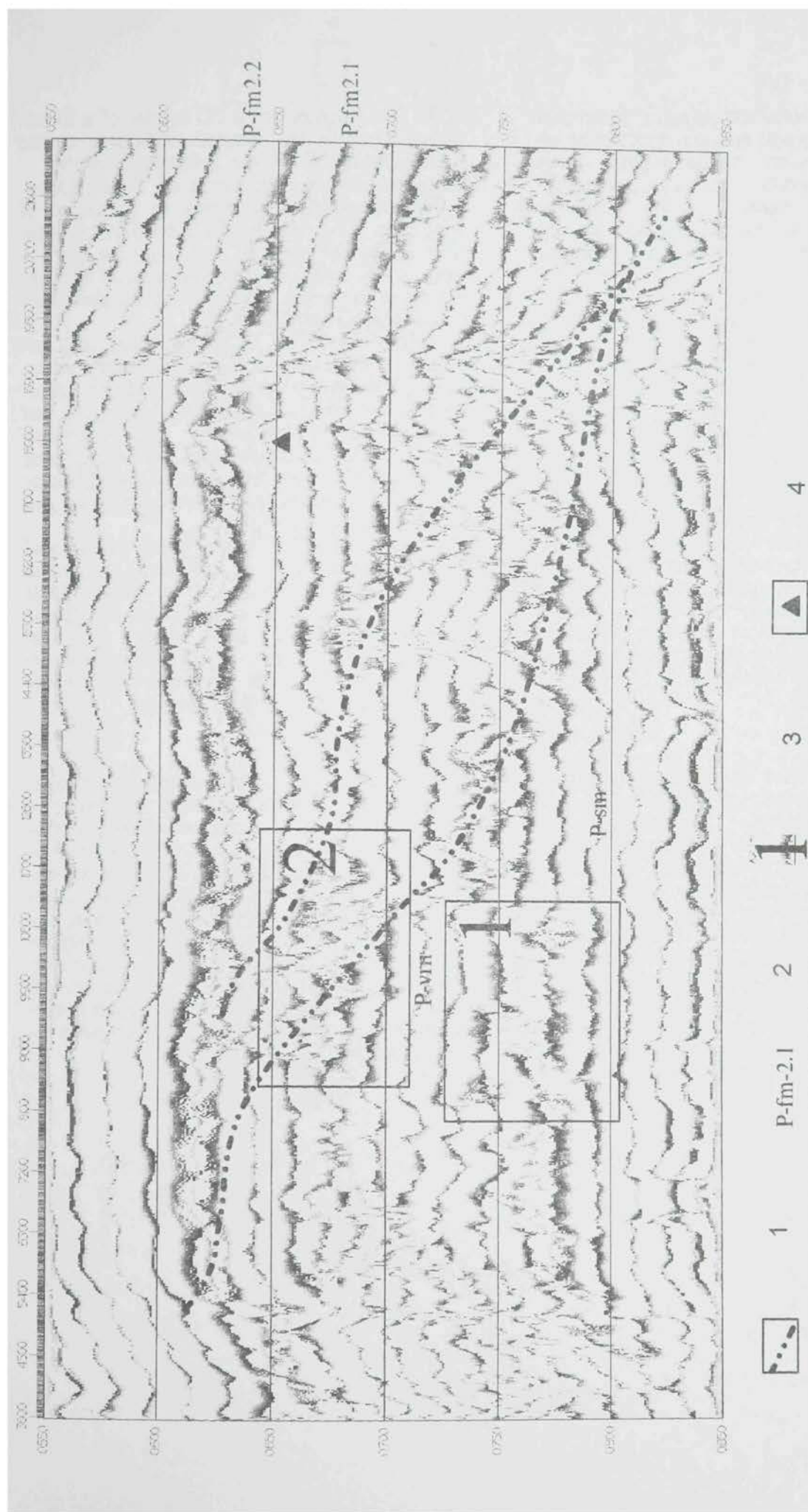


РИС. 32. ФРАГМЕНТ РАЗРЕЗА ЧВЗ. АНОМАЛИИ В КАРБОНАТНЫХ ФАМЕНСКИХ И ФРАНКСИХ ОТЛОЖЕНИЯХ.

FIG. 32. FRAGMENT OF THE FTC SECTION. ANOMALIES IN CARBONATE FAMENNIAN AND FRASNIAN DEPOSITS.

1 - осевые поверхности зоны дробления; 2 - индексы ритмов ЧВЗ (см. рис. 30); 3 - типы аномалий ЧВЗ (см. рис. 30); 4 - слабовыраженная на двух ритмах, связанные с рифовым массивом франского яруса; 2-3 - связанные с зонами дробления и трещиноватости; 2 - явновыраженная на трех ритмах; 3 - явновыраженная на четырех ритмах с увеличением временной мощности; 4 - участок изменения направленности смещения высокочастотной гармонической составляющей в ритме ритма P-fm-2.1.



На **рис. 33** иллюстрируется фрагмент конкретной двумерной модели верхнедевонско-каменноугольного карбонатного комплекса Токмовского свода Восточно-Европейской платформы в зоне перехода отложений закрытого шельфа (градации 1а) в карбонаты рифового комплекса (градации 2-5) и в карбонатно-глинистые отложения склона бассейна (градации 6-7а).

Модель конкретного объекта учитывает особенности седиментационной структуры карбонатных отложений и все последующие ее изменения, включая размыв и переотложение карбонатных пород, различные стадии изменения первичной структуры пород, карстообразование, дизъюнктивные и пликативные дислокации отложений, образование зон дробления и трещиноватости

Центральная и внешняя (бассейновая) части рифового комплекса осложнены полными нарушениями, развитыми по глинистым пластам и малоамплитудными подвижками блоков биогермных известняков. Карбонаты в перемещенных блоках разбиты трещинами. Для них характерно образование пор и каверн выщелачивания.

Последний блок технологии включает ручные и автоматические процедуры картирования структуры и параметров карбонатного природного резервуара. Карта строения карбонатного комплекса, построенная по технологии СЕМ, является объемной моделью изучаемого объекта, так как отражает направленность изменений его структуры, формы и строения составляющих элементов, их физических свойств в трех направлениях. Каждая точка на карте характеризует следующие параметры разреза: содержание глинистых пластов (потенциальных пород-флюидоупоров), содержание пластов сульфатов, содержание и тип пород-коллекторов, количественное соотношение различных структурных и вещественных типов пород и их петрофизические свойства. На картах такого типа показаны системы нарушений и трещиноватости. Модели могут быть представлены в виде горизонтальных и вертикальных сечений с любой степенью дробности, а также иметь различное назначение, так как они легко трансформируются в карты распределения эффективных толщин, пластовых скоростей, распределения литологических типов пород или в карты пород-коллекторов (см. рис. 9, 11, 12, 15, 79, 80).

**Fig.33** is a fragment of a 2D model of a Devonian-Carboniferous natural carbonate at the Turmyshskaya field (the Tokmovsky arch).

The figure shows a fragment of Upper Devonian-Carboniferous complex in the zone of transition from closed shelf sections (gradation 1a) to the zone of reef complex (gradations 2 - 5) and further to the area of carbonate-clayey deposit development on the basin slope (gradations 6-7a).

The model of a specific object takes into account peculiarities of the sedimentary structure of carbonate deposition and all its subsequent transformations, including washout and redeposition of carbonate rocks, various stages primary rock structure evolution, karst development, disjunctive and plicative dislocations of deposits, and development of detritic and fractured zones.

The central and outer (basin) parts of the reef complex have been complicated by gentle dislocations that developed on clayey beds and were accompanied by small-amplitude shifts of biogerm limestone blocks. The carbonates in the shifted blocks are broken by fractures. They are characterized by development of pores and leaching cavities.



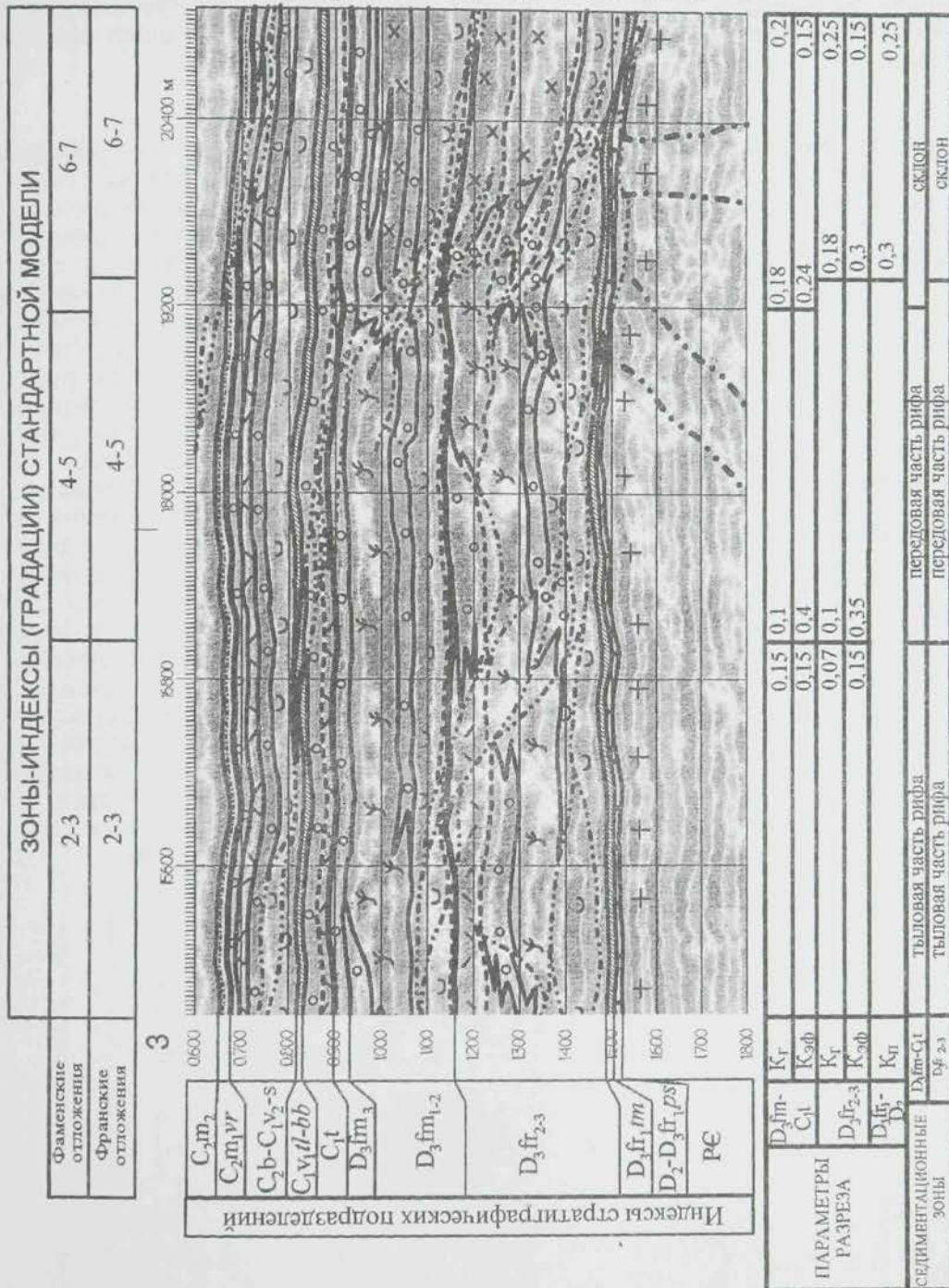


РИС. 33. ФРАГМЕНТ ДВУМЕРНОЙ МОДЕЛИ ДЕВОНСКО - НИЖНЕКАМЕННУГОЛЬНЫХ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ (ТОКМОВСКИЙ СВОД).

FIG. 33. FRAGMENT OF 2-D MODEL OF DEVONIAN - LOWER CARBONIFEROUS NATURAL RESERVOIRS (THE TOKMOVSKY ARCH).

1-5 - генетические типы карбонатных отложений: 1 - рифовые; 2 - шлейфовые; 3 - склона бассейна; 4 - закрытого шельфа; 5 - открытого шельфа; 6-9 - терригенные отложения: 6 - пласты глинистых известняков и глин (вне масштаба); 7 - песчаники; 8 - плотные песчаники и алевролиты; 9 - пакки глинистых пород тульско-бобринского и тиманского горизонтов; 10 - породы докембрийского фундамента; 11 - зоны дробления в палеозойском чехле; 12 - основные разрывные нарушения в фундаменте.



Понятие «ловушка» является связующим звеном между природным резервуаром и залежью УВ. Ловушка УВ – это составной элемент природного резервуара и обязательный для наличия залежи. Поэтому конечной целью моделирования строения природных резервуаров является выделение и определение количественных параметров ловушки: удельной емкости  $K_p \cdot h_{эф} \cdot 100 \text{ м} / 60/$  и экранирующих свойств покрышки.

На **рис. 34 и 35** приведена классификация ловушек в карбонатных резервуарах, используемая авторами. Классификация учитывает тип резервуара (тип структуры осадочного тела), тип пород-коллекторов, тип покрывки и формы экранирования. При рассмотрении условий экранирования за основу взяты теоретические и методические разработки о трехслойном резервуаре В.Д. Ильина /22/. Классификация объединяет три группы ловушек, выделенные по условиям экранирования: 1. литологические и структурно-литологические, 2. эрозионные и структурно-эрозионные, 3. структурные, включающие классы антиклинальных и комбинированных с тектоническим экранированием. В настоящее время в карбонатных природных резервуарах большинство месторождений связано со структурными, литологическими и структурно-литологическими ловушками рифового типа. Меньшее число залежей открыто в литологических ловушках, связанных с отложениями подводных конусов выноса. Установлено, что в девонско-каменноугольных рифовых природных резервуарах Тимано-Печорского, Волго-Уральского и Прикаспийского регионов основное значение имеют трещинно-поровые вторичные коллекторы. Зоны перехода рифовых систем в карбонатно-глинистые отложения склона открытого бассейна обычно осложнены дислокациями. В наиболее тектонически-активных районах наблюдаются шарьяжные структуры. Выявлены новые типы малоамплитудных дислокаций, обусловленных “выдавливанием” блоков рифовых известняков по глинистым пластам из погруженных прибортовых участков на борта прогибов. Этот процесс приводит к формированию своеобразной “макропудинговой” текстуры, отличающейся включением крупных блоков трещиноватых и кавернозных рифовых известняков среди смятых деформированных пластов глин и глинистых известняков, нередко содержащих битумы и ОВ. Амплитуды перемещений блоков рифовых карбонатов незначительные и составляют первые десятки-сотни метров. Для таких участков характерно локальное нарушение стратиграфических последовательностей. Пологие нарушения, развитые по глинистым пластам выполняют роль флюидоупоров для залежей УВ. Образуется новый тип ловушек, связанный с пологими малоамплитудными нарушениями, относящийся к классу комбинированных с тектоническим экранированием.

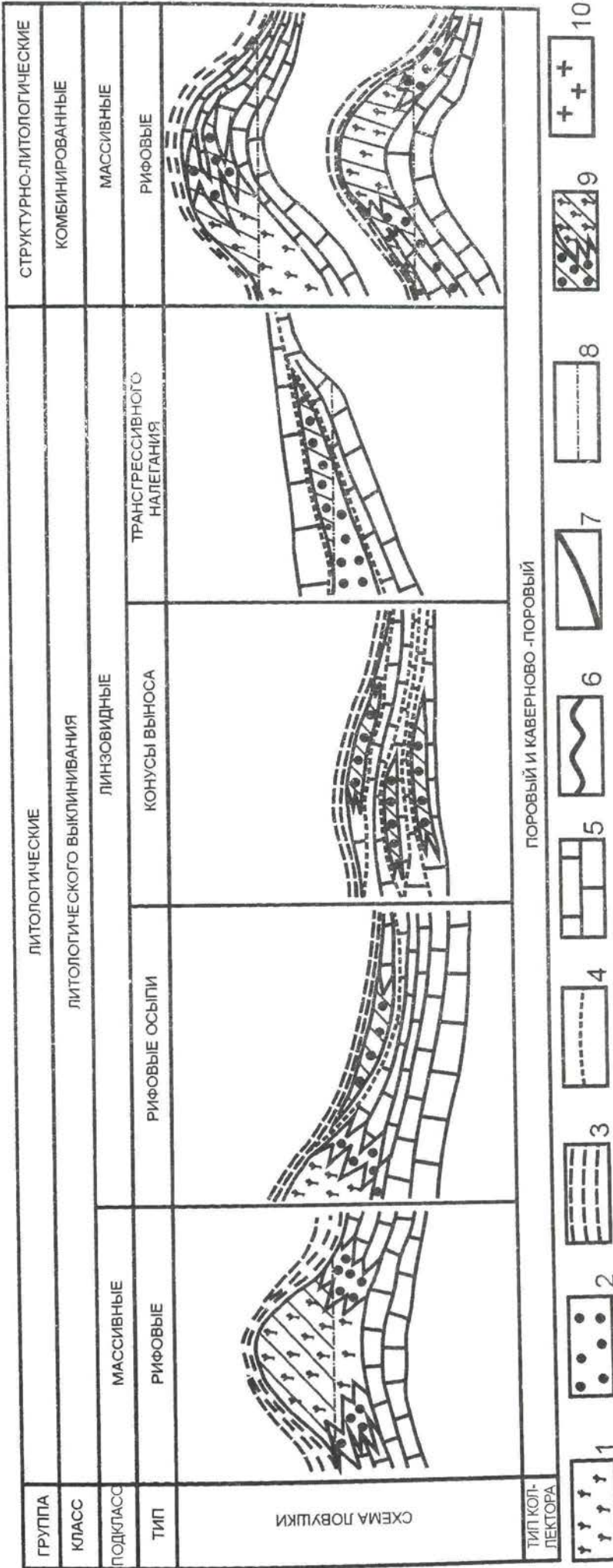


РИС. 34. ТИПЫ ЛОВУШЕК. ГРУППЫ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ И СТРУКТУРНО - ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК.

FIG. 34. TYPES OF TRAPS. DEPOSITIONAL AND STRUCTURAL - DEPOSITIONAL GROUPS.

1-2 - породы-коллекторы; 1 - биогермные отложения; 2 - обломочные породы рифовых шлейфов и конусов выноса; 3 - непроницаемые глинистые и глинисто-карбонатные отложения; 4 - прослой непроницаемых глинистых пород вне масштаба; 5 - плотные карбонатные породы-неколлекторы; 6 - поверхности размывов; 7 - разрывные нарушения; 8 - линия уровня ГВК или ВНК; 9 - породы-коллекторы насыщенные углеводородами; 10 - плотные породы фундамента.



ГРУППА	СТРУКТУРНЫЕ				
КЛАСС	КОМБИНИРОВАННЫЕ С ТЕКТОНИЧЕСКИМ ЭКРАНИРОВАНИЕМ				
ПОД КЛАСС	ОГРАНИЧЕННЫЕ ВЕРТИКАЛЬНЫМИ РАЗРЫВНЫМИ НАРУШЕНИЯМИ				
ТИП	С ДВУХ СТОРОН				
РАЗНОВИДНОСТЬ	С ОДНОЙ СТОРОНЫ	РИФОВЫЕ	ПЛАСТОВЫЕ	РИФОВЫЕ	ПЛАСТОВЫЕ И РИФОВЫЕ
СХЕМА ЛОВУШКИ					
ТИП КОЛЛЕКТОРА	КАВЕРНОВЫЙ, ТРЕЩИННЫЙ И ПОРОВЫЙ (ВТОРИЧНАЯ ПОРИСТОСТЬ)				
ПОДНАДВИГОВЫЕ И СВЯЗАННЫЕ С ПОЛОГИМИ МАЛОАМПЛИТУДНЫМИ ДИСЛОКАЦИЯМИ	 				

ГРУППА	СТРУКТУРНО-ЭРОЗИОННЫЕ		
КЛАСС	КОМБИНИРОВАННЫЕ С ТЕКТОНИЧЕСКИМ ЭКРАНИРОВАНИЕМ		
ТИП КОЛЛЕКТОРА	ЭРОЗИОННЫЕ	ПЛАСТОВЫЙ	ПОРОВО-КАВЕРНОВЫЙ
	РИФОВЫЙ	СВОДОВЫЙ	ПОРОВО-КАВЕРНОВО-ТРЕЩИНОВАТЫЙ
СХЕМА ЛОВУШКИ			

РИС. 35. ТИПЫ ЛОВУШЕК. ГРУППЫ СТРУКТУРНЫХ, ЭРОЗИОННЫХ И СТРУКТУРНО-ЭРОЗИОННЫХ ЛОВУШЕК.  
 FIG. 35. TYPES OF TRAPS. STRUCTURAL, STRUCTURAL - EROSIONAL AND EROSIONAL GROUPS.  
 Условные обозначения на рис. 34.  
 Legend on the fig. 34.



## ОСНОВНЫЕ ТИПЫ КАРБОНАТНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ПАЛЕОЗОЯ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ

## CHAPTER 4

### BASIC TYPES OF CARBONATE NATURAL RESERVOIRS OF THE PALEOZOIC OF EUROPEAN PART OF RUSSIA

#### Тимано-Печорский регион The Timan-Pechora area

Теоретической основой моделирования строения палеозойских карбонатных резервуаров Европейской части России послужили стандартные седиментационно-емкостные модели различных типов карбонатных и карбонатосодержащих формаций. Авторами были установлены закономерности латеральных и вертикальных последовательностей типов формаций, групп и комплексов, и разработаны формационные ряды карбонатных и карбонатосодержащих тел, последовательно сменяющих друг друга по мере удаления от источников концентрации карбонатного материала, которыми являются карбонатная бентогенная формация на шельфах континентов и карбонатно-вулканогенная или карбонатно-терригенная – в остро-водужных системах.

На **рис. 36** приведены три типа латеральных формационных рядов, содержащих карбонатные формации. Карбонатный ряд соответствует стадиям пассивных окраин. Карбонатно-терригенный и терригенно-карбонатный ряды отвечают стадиям столкновения плит. Конкретные формационные ряды отличаются от типовых отсутствием некоторых элементов последовательностей уничтоженных в результате действия эрозионных или тектонических процессов. Карбонатный ряд объединяет три группы формаций: терригенно-карбонатную, карбонатно-глинистую и карбонатно-вулканогенную. В составе групп выделяются 4 типа карбонатных или карбонатосодержащих формаций: 1-ый тип – карбонатные (бентогенные); 2-ой – карбонатно-глинистые (обогащенные органическим веществом); 3-ий – карбонатно-кремнисто-глинистые (обогащенные органическим веществом или углеродистые); 4-ый – карбонатно-вулканогенные. Терригенно-карбонатный ряд включает три группы формаций: терригенно-карбонатную, карбонатно-терригенно-глинистую и карбонатно-терригенную, среди которых присутствуют следующие типы карбонатных или карбонатосодержащих формаций – 1 - карбонатные (бентогенные); 2 - карбонатно-глинистые; 3 - флишевые песчано-глинистые, содержащие пачки и пласты карбонатных пород; 4 - терригенно-карбонатные. Карбонатно-терригенный ряд содержит терригенную, терригенно-глинистую и карбонатно-терригенную группы, включающий только два типа карбонатосодержащих формаций – флишевые песчано-карбонатно-глинистые и карбонатно-терригенные.

Основную роль при отложении бентогенных карбонатных формаций играют рифовые экосистемы, обеспечивающие высокие скорости концентрации биогенного карбоната. Они на 30-95% сложены карбонатными минералами, значительно меньшую роль играют сульфат-хлоридные и глинистые минералы. Строение собственно карбонатных бентогенных формаций изображено на **рис. 7**. Карбонатно-вулканогенные и карбонатно-терригенные формации отличаются от карбонатных сочетанием рифовых массивов с вулканитами или продуктами их перетотложения. Содержание биогенных карбонатов в формационных телах обычно изменяется от 30% (карбонатно-вулканогенные) до 30%-70% (карбонатно-терригенные), что является отражением преобладания вулканических процессов или терригенного осадконакопления. Общая мощность карбонатно-вулканогенных или карбонатно-терригенных комплексов формаций может достигать 1000 м. Мощность рифовых массивов в них примерно соизмерима с мощностью аналогичных образований в собственно карбонатных бентогенных формациях и составляет первые сотни метров. Для карбонатных отложений этого формационного типа, помимо наличия рифовых массивов, характерно широкое развитие брекчий, конгломератов, глыбовых накоплений, многочисленных поверхностей перерывов осадконакопления, со следами интенсивного ожелезнения, окремнения, карстования и вторичной цементации. Рифы и продукты их разрушения замещаются по простиранию вулканогенными отложениями. В области развития невулканических дуг органогенные массивы ассоциируют с терригенными породами, состав



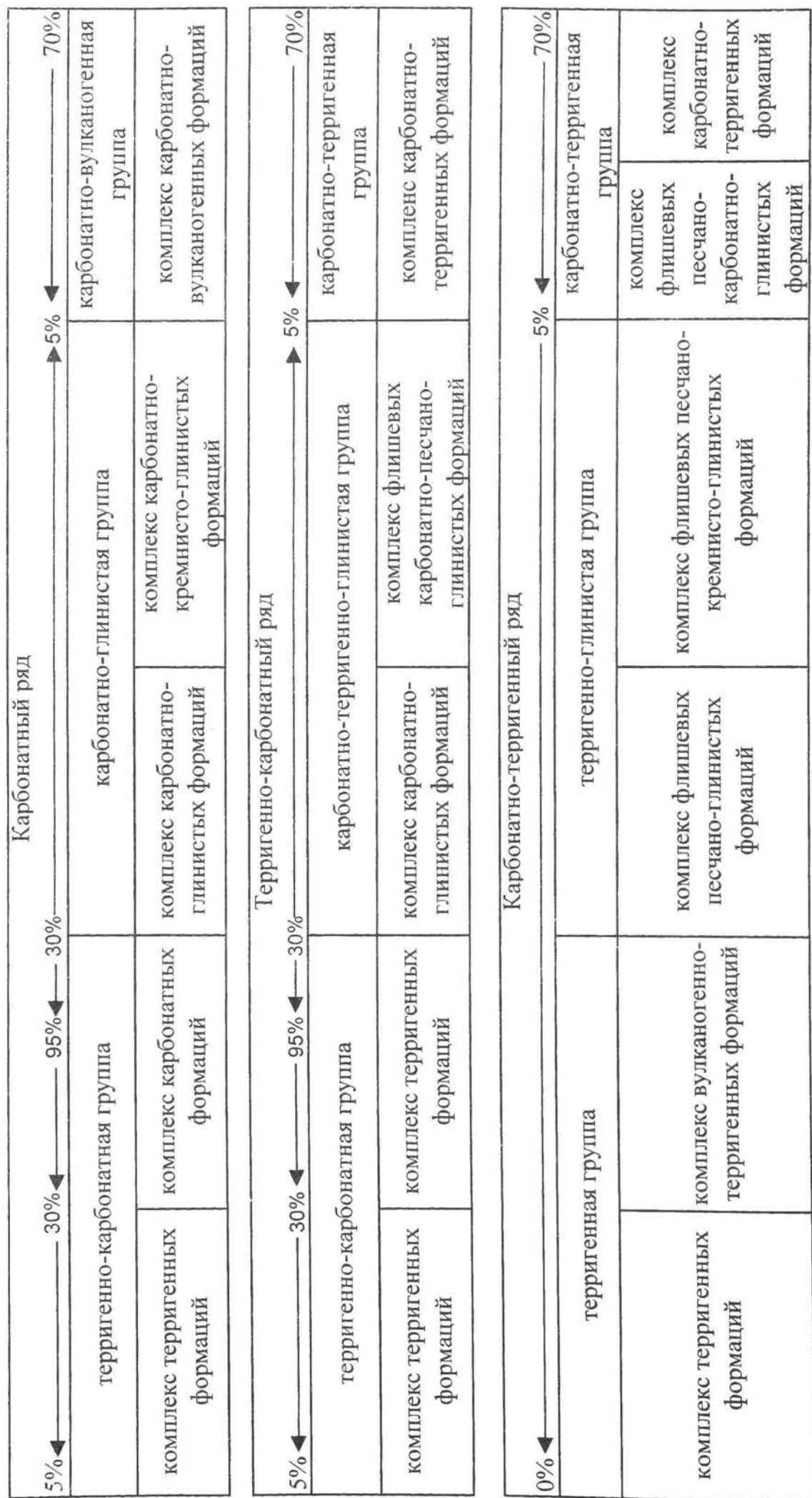


РИС. 36. ЛАТЕРАЛЬНЫЕ ФОРМАЦИОННЫЕ РЯДЫ.  
FIG. 36. LATERAL FORMATIN SERIES.

Цифры показывают процентное содержание карбонатных пород в разрезе. Стрелки показывают направление уменьшения содержания карбонатных пород в разрезе.

которых определяется петрофондом размывающихся островных гряд. Карбонатно-вулканогенные комплексы палеозоя в пределах Европейской части России известны только на восточном Урале. Они формировались в зонах развития островодужных систем, ограничивающих окраинные моря. Появление в разрезах отложений карбонатно-терригенных формаций соответствует этапам столкновения плит или островной дуги с плитой в процессе развития бассейна.

Карбонатно-глинистые (обогащенные органическим веществом) формации парагенетически связаны с собственно карбонатными бентогенными формациями (см. рис. 36). Они сложены ритмично чередующимися известняками в различной степени глинистыми и окремненными, мелко-тонкокристаллическими, иногда доломитами, кремнистыми мергелями, глинами, реже аргиллитами. Содержание глинистых пластов в разрезе, измеряемое коэффициентом глинистости, ( $K_g$ ) превышает значения 0,6-0,7. Породы обогащены органическим веществом. Латеральная граница между глинисто-карбонатными градациями формаций карбонатной группы (рис. 7, градации 7-9,  $K_g$  – 0,3-0,6) и похожими по своему строению карбонатно-глинистыми отложениями группы карбонатно-глинистых формаций проводится по изменению формы зависимости седиментационного градиента толщин ( $G_c$ ) и коэффициента глинистости (см. рис. 6). Карбонатно-глинистая группа формаций характеризуется очень незначительными изменениями мощности на больших территориях, которые почти не зависят от значений  $K_g$  и содержания карбонатного материала.

Карбонатно-кремнисто-глинистые формации имеют временную и пространственную связь с карбонатно-вулканогенными отложениями. Н.С. Шатским они были выделены в самостоятельную группу под названием отдаленная кремнистая /67/. Формационные тела сложены пластами известняков, иногда доломитов, мергелей, кремнистых, карбонатно-кремнистых и глинисто-кремнистых сланцев, органогенных силицитов и спонголитов. Они обычно обогащены органическим и углеродистым веществом, битумами. Содержание глин, сланцев и кремневого материала превышает 60%. Отложения этого типа характеризуются незначительной слабо изменяющейся на площади мощностью. Флишевые карбонатно-песчано-глинистые формации характеризуются преимущественно песчано-глинистым составом отложений, среди которых присутствуют пласты и линзы карбонатных пород, содержание которых не превышает 5%-30%. Источником материала для образования терригенной составляющей флишевых толщ послужили продукты разрушения островных гряд. Карбонатные пласты сформировались в результате поступления обломочного карбонатного материала с рифовых массивов, окаймляющих как островные дуги, так и периферию окраинного моря со стороны континента. Латеральные формационные ряды устойчиво прослеживаются в течение всего палеозоя на разных этапах развития осадочного чехла востока Восточно-Европейской платформы.



На **рис. 37** изображена типовая седиментологическая модель карбонатно-вулканогенной формации. В основу разработки модели положено описание олдынской свиты нижнего кембрия Еравкинского района Байкальской складчатой области, выполненного И.Л. Васильевым [7]. Внутренняя структура формационных тел определяется сочетанием карбонатных (рифовых), вулканогенных пород основного, среднего и кислого состава, туфопесчаников, туффитов, туфоалевролитов, алевролитов и аргиллитов, а также перерывами осадконакопления, с которыми связано формирование эрозионных поверхностей, брекчий и полиметаллических руд. Карбонатно-вулканогенные отложения подстилаются спилит-кератофировыми, базальт-андезит-риолитовыми, базальтовыми и андезит-базальтовыми породами вулканогенной формации. Седиментационные контакты вулканогенных и карбонатно-вулканогенных формаций устанавливаются редко. Обычно формации этих типов залегают в аллохтонных блоках и представлены только фрагментами карбонатных, терригенных или вулканогенных элементов.

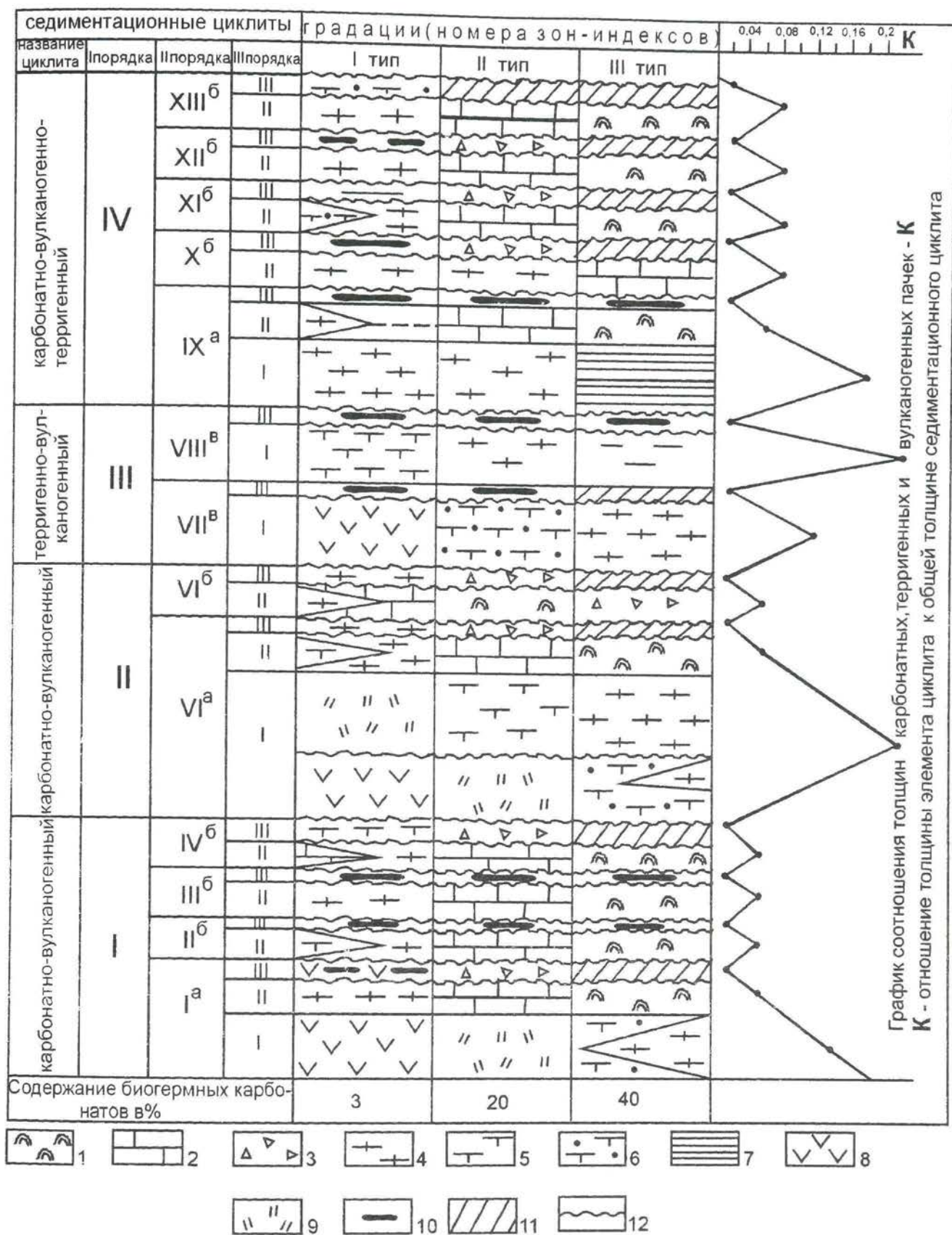


РИС. 37. СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ КАРБОНАТНО - ВУЛКАНОГЕННОЙ ФОРМАЦИИ.

FIG. 37. SEDIMENTOLOGICAL MODEL OF CARBONATE - VOLCANOGENIC FORMATIONS.

1 - известняки биогермные; 2 - известняки обломочные, разнозернистые, слоистые; 3 - известняковые брекчии; 4 - известковистые и углистые туффиты и туффалевролиты; 5 - туфы кислого и смешанного состава; 6 - туфопесчаники кислого и смешанного состава; 7 - алевролиты, аргиллиты; 8 - эффузивы основного и среднего состава; 9 - эффузивы, преимущественно кислого состава; 10 - колчеданные руды; 11 - отсутствие отложений; 12 - размывы.



На **рис. 38** приведены латеральные последовательности формаций палеозойского осадочного бассейна для разных стадий его развития, разработанные на примере востока Восточно-Европейской платформы, Печорской плиты, Тимана и Урала. Стадийность развития зоны сочленения Восточно-Европейского континента и Уральского океана принята по В.С. Шеину /29/. Для стадии рифтогенеза и заложения окраинного моря в раннем ордовике свойственно образование мощных терригенно-вулканогенных формаций в рифтовых впадинах и красноцветных терригенных континентальных и прибрежно-морских формаций на краях плит. Последовательности формаций, включающие карбонатную бентогенную, карбонатно-глинистую, карбонатно-кремнисто-глинистую и карбонатно-вулканогенную формации (см. рис. 36, 38), соответствуют стадиям существования пассивных окраин. Карбонатно-вулканогенные формации фиксируют положение древних островодужных систем. В задуговых бассейнах накапливались карбонатно-глинистые и карбонатно-кремнисто-глинистые отложения. На периферии платформы, в условиях стабильного погружения, шло накопление карбонатных формаций, существенный состав и внутренняя структура которых определялась тектонической дифференциацией этих областей: образование терригенно-сульфатно-карбонатной подформации было связано с наиболее приподнятыми блоками, глинисто-карбонатной – с надрифтовыми депрессиями и палеосклонами окраинных морей. Пассивные окраины на востоке Восточно-Европейской платформы существовали в течение длительного времени, начиная со среднего ордовика и до позднего карбона. Выделяется три крупные стадии формирования пассивных окраин: 1. среднеордовикско-раннедевонская, 2. позднефранско-турнейская, 3. средневизейско-позднекаменноугольная. На каждой стадии выделяется от двух до пяти этапов карбонатонакопления, разделенных перерывами седиментации. Этапы и стадии карбонатной седиментации находят отражение на эвстатической кривой.

В терригенно-карбонатном ряду латеральная последовательность формаций во многом сходна с последовательностью формаций карбонатного ряда (см. рис. 36). Основные отличия заключаются в том, что в пределах островной дуги образуется комплекс карбонатно-терригенных формаций, а в задуговом бассейне формируются мощные флишевые толщи. Последовательности этого типа характерны для ранней перми и конца раннего девона (рис. 38). Они соответствуют времени существования зрелой островной дуги и началу стадии столкновения плит. Такое латеральное распределение формаций объясняется тем, что вследствие горизонтального сжатия на начальной стадии столкновения плит в пределах островной дуги увеличивается вертикальная амплитуда тектонических движений, и начинаются горообразовательные процессы. В результате увеличивается количество различного обломочного материала, в том числе и карбонатного состава, поступающего в задуговой бассейн с островной дуги. Краевая часть плиты пока еще не затрагивается процессами столкновения и орогенеза, и там формируются карбонатные отложения. Раннепермский ряд формаций завершает период палеозойского карбонатонакопления на Восточно-Европейской платформе.

Карбонатно-терригенный латеральный ряд формаций отличается преобладанием обломочных пород и присутствием карбонатов только в областях островодужных систем. Такой ряд характерен только для среднего девона и соответствует стадии рифтогенеза на окраинах платформы и формирования зрелой островной дуги по периферии окраинного моря. В рифтах шло образование мощных терригенных толщ с вулканитами, в пределах островных дуг – карбонатно-терригенных формаций, в задуговых бассейнах – терригенных флишеидных отложений.

Терригенные красноцветные, пестроцветные лагунно-континентальные и морские формации края платформы переходящие в молассы краевого прогиба характерны для стадий столкновения плит и орогенеза. Начало орогенических движений связано с ранним визе, наиболее интенсивно они проявились в конце кунгурского века и в послекунгурское время.





РИС. 38. ЛАТЕРАЛЬНЫЕ ФОРМАЦИОННЫЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РАЗВИТИЯ ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА.  
 FIG. 38. LATERAL SUCCESSIONS OF FORMATIONS ON DIFFERENT EVOLUTION STAGES OF SEDIMENTARY BASIN.



Основой для составления карт карбонатных формаций масштабов 1:1000000, 1:2500000 и 1:5000000 являются формационные модели, отражающие основные закономерности распределения формаций в крупных тектонических структурах и позволяющие восстанавливать латеральные и вертикальные последовательности формаций и формационных комплексов в случаях отсутствия информации о строении осадочных толщ. Теоретической базой для разработки моделей такого типа служат данные стратиграфических исследований, классификация карбонатных формаций различных типов (см. рис. 7 и рис. 37), идеализированные латеральные ряды типов и групп формаций (см. рис. 36), закономерности строения седиментационных циклитов различных иерархических уровней, а также общие закономерности карбонатной седиментации, установленные для крупных тектонических элементов.

На **рис. 39** приведена модель распределения палеозойских формаций на территориях Печорской плиты, Тимана и Уральской складчатой системы. На модели отражены: основные этапы и стадии карбонатной седиментации, тип и генезис формаций, крупные региональные размывы и перерывы осадконакопления. Вертикальные формационные последовательности даны по крупным тектоническим элементам, расположенным последовательно от бортовых частей платформы к прогибам и складчатой системе Урала. Формационная модель отличается от наблюдаемой картины распределения формаций тем, что помимо фактически установленных бурением или в обнажениях интервалов развития осадочных комплексов, на ней восстановлены типы отложений, уничтоженные последующим размывом или в результате горизонтальных перемещений блоков литосферы. Реконструкция строения разреза проведена также для участков, где отсутствовала информация в связи с проходкой скважинами только части осадочного комплекса или фрагментарностью информации о разрезе в естественных обнажениях. Прогнозирование строения отложений, отсутствующих по разным причинам, производилось с учетом крупномасштабной седиментационной цикличности, в соответствии с идеализированными латеральными формационными рядами и стандартными седиментационными моделями. Восстановленные формационные ряды позволяют проводить интерпретацию региональных сейсмических профилей, определять амплитуды горизонтальных перемещений, продолжительность и масштабы размывов, проводить палеотектонические реконструкции. Палеозойское карбонатное осадконакопление на северо-востоке Европейской части России проходило в несколько этапов, разделенных разномасштабными перерывами карбонатной седиментации (см. рис. 39). Крупные приостановки карбонатонакопления, с которыми связано формирование различных терригенных и вулканогенных отложений имели место в пределах Печорской синеклизы, Предуральского прогиба, западной и восточной частей Урала, и проявились в раннем ордовике, на границе ордовика и силура, в конце среднего девона, в начале франского века и в визейском веке. Они разделили четыре осадочных комплекса: средне-верхнеордовикский, силурийско-нижнедевонский, франско-турнейский и серпуховско-нижнепермский. В каждом из комплексов выделяется от двух до пяти формаций, соответствующих по объему одному-двум подъярусам и также разделенных перерывами карбонатной седиментации. Последние проявлены локально и фиксируются по отсутствию верхних элементов формаций. В конце ранней перми карбонатная седиментация сменилась терригенной на всей территории.

В пределах Печорской синеклизы, Предуральского прогиба и ряда структур Бельско-Елецкой зоны Западного Урала широко распространена терригенно-карбонатная группа формаций (см. рис. 36, 39). Карбонатные формации этой группы относятся к бентогенным, то есть их строение соответствует стандартной седиментационной модели, изображенной на рис. 7. В пределах впадин развиты градации 1-3, в авлакогенах 1-9, в Предуральском прогибе и в Бельско-Елецкой зоне Западного Урала – градации 4-9. Сакмаро-Лемвинская зона Западного Урала характеризуется преобладанием карбонатно-глинистой группы формаций, в верхнем карбоне ранней перми появляется флиш. В пределах Восточного Урала выделяется карбонатно-вулканогенная группа формаций. На рис. 39 видно, что для крупных тектонических структур северо-восточного обрамления Восточно-Европейской платформы характерна устойчивость обстановок карбонатной седиментации во времени. Максимальное смещение зон, обусловленное морской трансгрессией, наблюдается в нижнепермских и нижнекаменноугольных отложениях.



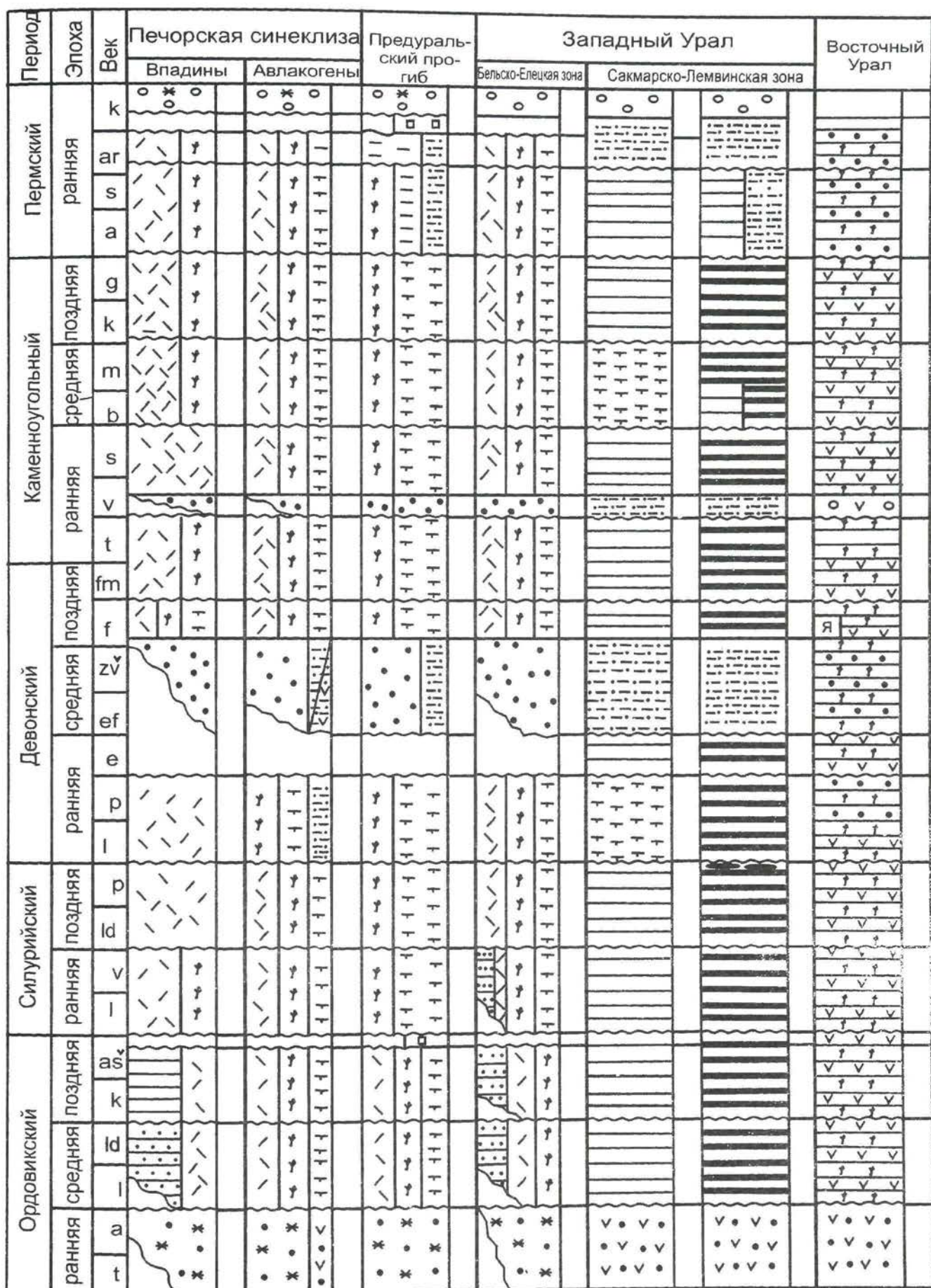


РИС. 39. ВОССТАНОВЛЕННЫЕ ФОРМАЦИОННЫЕ РЯДЫ ПАЛЕОЗОЯ УРАЛА И СЕВЕРО - ВОСТОЧНОЙ ОКРАИНЫ ВОСТОЧНО - ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ.  
 FIG. 39. RECOVER FORMATION SERIES OF THE PALEOZOIC FORMATIONS OF THE URALS AND NORTH - EASTERN MARGIN OF THE EAST - EUROPEAN PLATFORM.

Условные обозначения см. на рис. 40. Legend on the fig. 40.



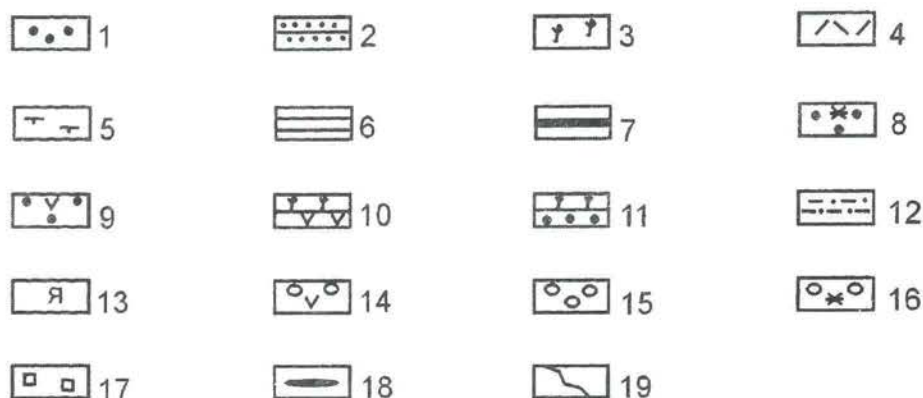


РИС. 40. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ К ФОРМАЦИОННЫМ РЯДАМ ПАЛЕОЗОЯ УРАЛА И СЕВЕРО - ВОСТОЧНОЙ ОКРАИНЫ ВОСТОЧНО - ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (РИС. 38, 39).

FIG. 40. LEGEND TO THE FORMATION SERIES OF THE PALEOZOIC FORMATION OF THE URALS AND NORTH - EASTERN MARGIN OF THE EAST-EUROPEAN PLATFORM (FIG. 38, 39).

1-17 - формации: 1 - терригенные песчано-глинистые; 2 - песчано-глинистые-алевритистые; 3-5 - карбонатная бентогенная; подформации: 3 - карбонатная; 4 - терригенно-сульфатно-карбонатная и терригенно-карбонатная неразделенные; 5 - глинисто-карбонатная; 6 - карбонатно-глинистые; 7 - карбонатно-кремнисто-глинистые; 8 - терригенные рифтовые красноцветные и пестроцветные; 9 - терригенно-вулканогенные рифтовые; 10 - карбонатно-вулканогенные; 11 - карбонатно-терригенные; 12 - флишевые и флишоидные; 13 - яшмовая; 14 - вулканогенная молассовая; 15 - молассовая; 16 - терригенные красноцветные лагуно-континентальные; 17 - галогенные (соли); 18 - горизонты бокситов; 19 - размывы и перерывы осадконакопления.

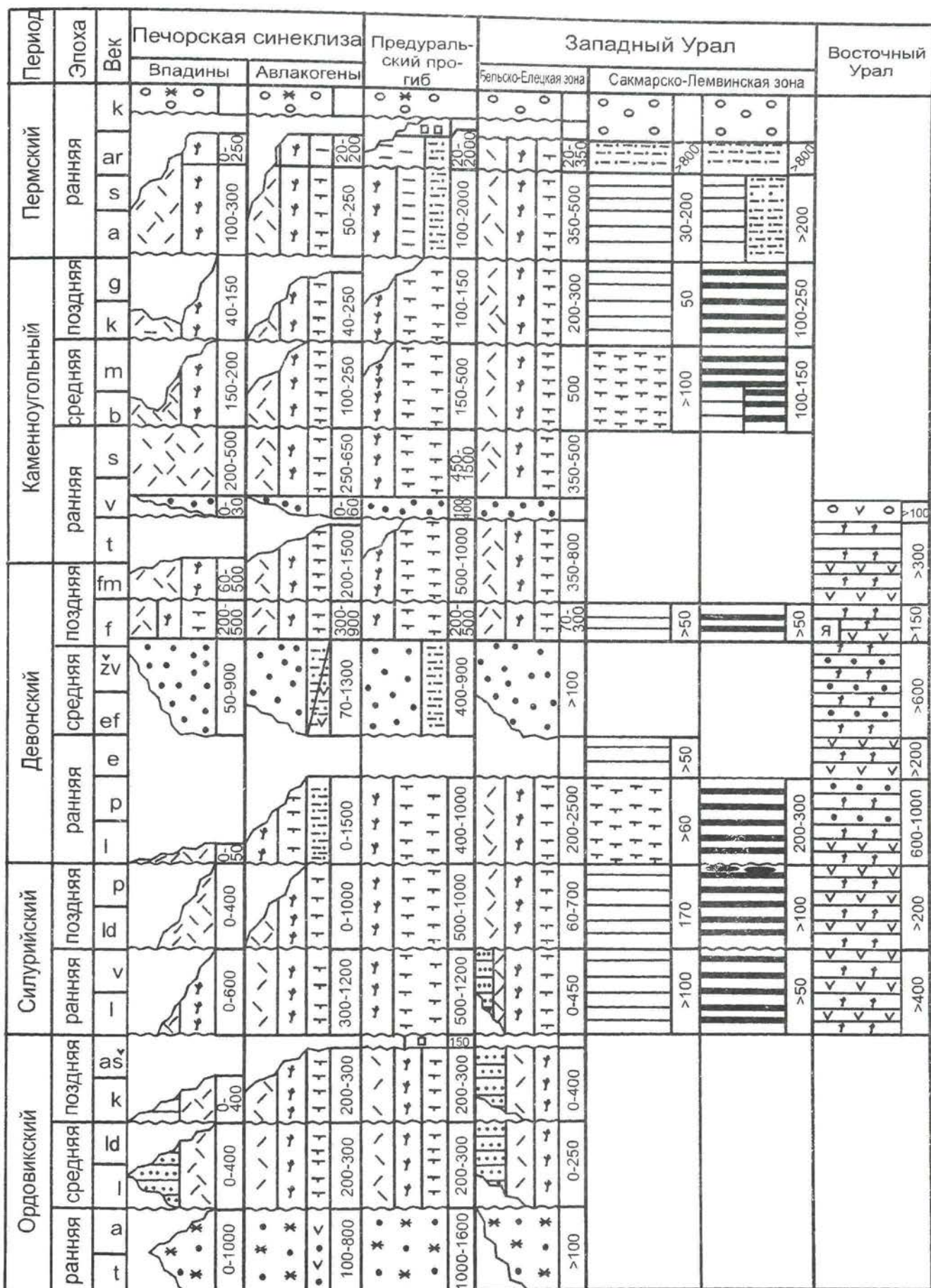


РИС. 41. ФОРМАЦИОННЫЕ РЯДЫ ПАЛЕОЗОЯ УРАЛА И СЕВЕРО - ВОСТОЧНОЙ ОКРАИНЫ ВОСТОЧНО - ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ.

FIG. 41. FORMATION SERIES OF PALEOZOIC FORMATION OF THE URALS AND NORTH -EASTERN MARGIN OF THE EAST - EUROPEAN PLATFORM.

Условные обозначения см. на рис. 40.

Legend on the fig. 40.



На рис. 41 приведены реальные формационные ряды палеозоя Урала, Печорской плиты и Предуральского прогиба. Основой составления вертикальных и латеральных формационных последовательностей послужили разрезы глубоких скважин, изученные авторами (более 1500), опубликованные материалы по геологии Тимано-Печорской провинции /2, 9, 30, 31, 37, 39, 41/, данные изучения естественных обнажений Тимана, Пай-Хоя и Урала /4, 6, 21, 25, 27, 38, 42, 44, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 71, 72/, результаты геологической интерпретации сейсмических материалов. В пределах Печорской плиты обобщение разрезов палеозоя проводилось для крупных структурных элементов: впадин и авлакогенов. В пределах Печорской плиты, Предуральского прогиба и Бельско-Елецкой зоны Западного Урала для карбонатных отложений обобщение сделано до уровня подформаций. В пределах Сакмаро-Лемвинской зоны Западного Урала и на Восточном Урале выделялись типы формаций. Для терригенных отложений обобщение выполнено на уровне типов и комплексов формаций.

Бентогенные карбонатные формации широко развиты в пределах северо-восточной окраины Восточно-Европейской платформы. В Ижма-Печорской и Хорейверской впадинах они представлены, в основном, двумя типами подформаций: терригенно-сульфатно-карбонатной и карбонатной, содержащей рифовые образования. Карбонатные бентогенные формации установлены в отложениях среднего и верхнего ордовика (градации 1ж-1а), нижнего (градации 1а-5) и верхнего (градации 1в-1а) силура. Силурийские карбонатные формации во впадинах частично или полностью размыты. Они сложены, главным образом, карбонатами приливно-отливного генезиса (1ж-1а градации), мощность которых не превышает 50 м. Нижнедевонские формации отсутствуют. Наиболее хорошо сохранились карбонатные формации верхнего франа и фамена. В составе верхнефранской формации выделяются терригенно-сульфатно-карбонатная (градации 1в-1а), карбонатная (градации 2-5) и карбонатно-глинистая (градации 6-9) подформации. Их строение полностью соответствует стандартной модели (см. рис. 7, 57, 58, 59). В объеме нижнекаменноугольных отложений во впадинах Печорской плиты выделяется верхневизейско-серпуховская терригенно-сульфатно-карбонатная подформация, имеющая выдержанный состав и мощность. Для среднего и верхнего карбона характерно широкое развитие рифовых построек (карбонатная подформация, градации 2-5), а терригенно-сульфатно-карбонатная подформация этого возраста развита фрагментарно. Среди ассельско-сакмарских и артинских отложений преобладают рифовая карбонатная подформация (градации 2-5) и глинисто-карбонатная градации 6-9 (см. рис. 47-48). Нижнепермские терригенно-сульфатно-карбонатные отложения (градации 1в-1а) установлены только на западе в пределах Ижма-Печорской впадины и за Тиманской грядой в Мезенской синеклизе. В разрезах палеозойских отложений Печоро-Колвинского и Варандей-Адзвинского авлакогенов представлены три подформационных типа: терригенно-сульфатно-карбонатная подформация развита в прибортовых частях, карбонатная и карбонатно-глинистая - в центральных. Для силурийско-верхнедевонского осадочного комплекса впадин Предуральского прогиба характерно преобладание 4-5 градаций карбонатной подформации и 6-ой-9-ой градаций карбонатно-глинистой. В ассельско-артинских отложениях появляется флиш. Разрезы карбонатных отложений Бельско-Елецкой зоны имеют строение аналогичное разрезам авлакогенов (см. рис. 41). Карбонатно-вулканогенные формации встречаются в виде фрагментов в пределах Восточного Урала и известны в составе карбонатно-вулканогенных комплексов силура, лоховского яруса нижнего девона, эйфельского яруса среднего девона, франского и фаменского ярусов верхнего девона. Карбонатно-терригенные формации выделяются в составе пражского яруса нижнего девона, эйфельского и живетского ярусов среднего девона и в турнейском ярусе нижнего карбона. В пределах Сакмаро-Лемвинской зоны Западного Урала в силурийском, нижнедевонском, верхнедевонском и каменноугольном комплексах широко представлены карбонатно-глинисто-кремнистые формации. Их мощность обычно не превышает 300 м. Анализ распределения различных типов карбонатных карбонатосодержащих и некарбонатных формаций в пределах Печорской плиты, Предуральского прогиба и Уральской складчатой системы, Воронежской антеклизы, Прикаспийской, Московской и Мезенской синеклиз (рис. 42) показал, что, несмотря на некоторые отличия, наблюдается определенная закономерность перехода одних формаций в другие, стабильно прослеживающаяся на всем протяжении палеозойского этапа карбонатонакопления в пределах крупных тектонических элементов. Формационные ряды, рубежи и этапы осадконакопления, установленные для Печорской плиты и севера Уральской складчатой системы, прослеживаются по всему востоку Восточно-Европейской платформы. Отличия формационных рядов незначительны, основными из них являются:

1. Южнее Пермского свода (рис. 42) на востоке Восточно-Европейской платформы в эйфельском ярусе среднего девона выделяется карбонатная формация, отсутствующая на Печорской плите.
2. В Московской синеклизе присутствует нижне-среднедевонская толща солей и ангидритов мощностью около 100 метров, подстилающая карбонатную формацию среднего девона.
3. На севере Печорской плиты развиты только терригенные отложения кунгурского яруса, а на юге плиты и на Волго-Уральской антеклизе присутствует кунгурская соленосная формация.



Элементы тектонического районирования и основные структуры. Крупнейшие: а - положительные (антеклизы, гряды); б - отрицательные (синеклизы, краевые прогибы и др.); в - крупные; г - полужительные (своды, мегавалы, зоны поднятий, системы линейных дислокаций и др.); д - отрицательные (впадины, прогибы и др.); е - положительные швы Восточно-Европейской платформы; входы на поверхность пород фундамента; ж - байкальского (верхнепротерозой-нижепротерозойского); з - Уральская и Донецкая складчатые системы; и - доплитные рифейские авлакогены; к - некомпенсированные прогибы; л - региональные надвиги.

Печорская синеклиза: 1 - Ижма-Печорская впадина; 2 - Печорско-Колвинская тектоническая зона (авлакоген); 3 - Хорейверская впадина; 4 - Варандей-Адзвинская тектоническая зона (авлакоген); Волго-Уральская антеклиза: 1 - Токмовский свод; 2 - Котельничский свод; 3 - Сысольский свод; 4 - Вычегодский прогиб; 5 - Вятская система линейных дислокаций; 6 - Камская моноклиналь; 7 - Татарский свод; 8 - Пермский свод; 9 - Башкирский свод; 10 - Верхнекамская впадина; 11 - Уфимская моноклиналь; 12 - Мелекесская впадина; 13 - Жигулевско-Пугачевский свод; 14 - Бузулукская впадина; 15 - Соль-Илецкий свод; Прикаспийская синеклиза: 1 - Волгоградско-Джаныбекская зона поднятий; 2 - Алтаинско-Озинковская зона поднятий; 3 - Карачаганакско-Кобландинская зона поднятий; 4 - Енбекский свод; 5 - Кызлджарский свод; 6 - Жаркамысский свод; 7 - Шукатский свод; 8 - Гурьевский свод; 9 - Новобогатинский свод; 10 - Октябрьский свод; 11 - Астраханский свод; 12 - Центральная депрессия; 13 - Сарпинский прогиб; Предуральский краевой прогиб, впадины: 1 - Коротаихинская; 2 - Косью-Роговская; 3 - Большесытинская; 4 - Верхнепечорская; 5 - Соликамская; 6 - Юрюзано-Сылвенская; 7 - Бельская.

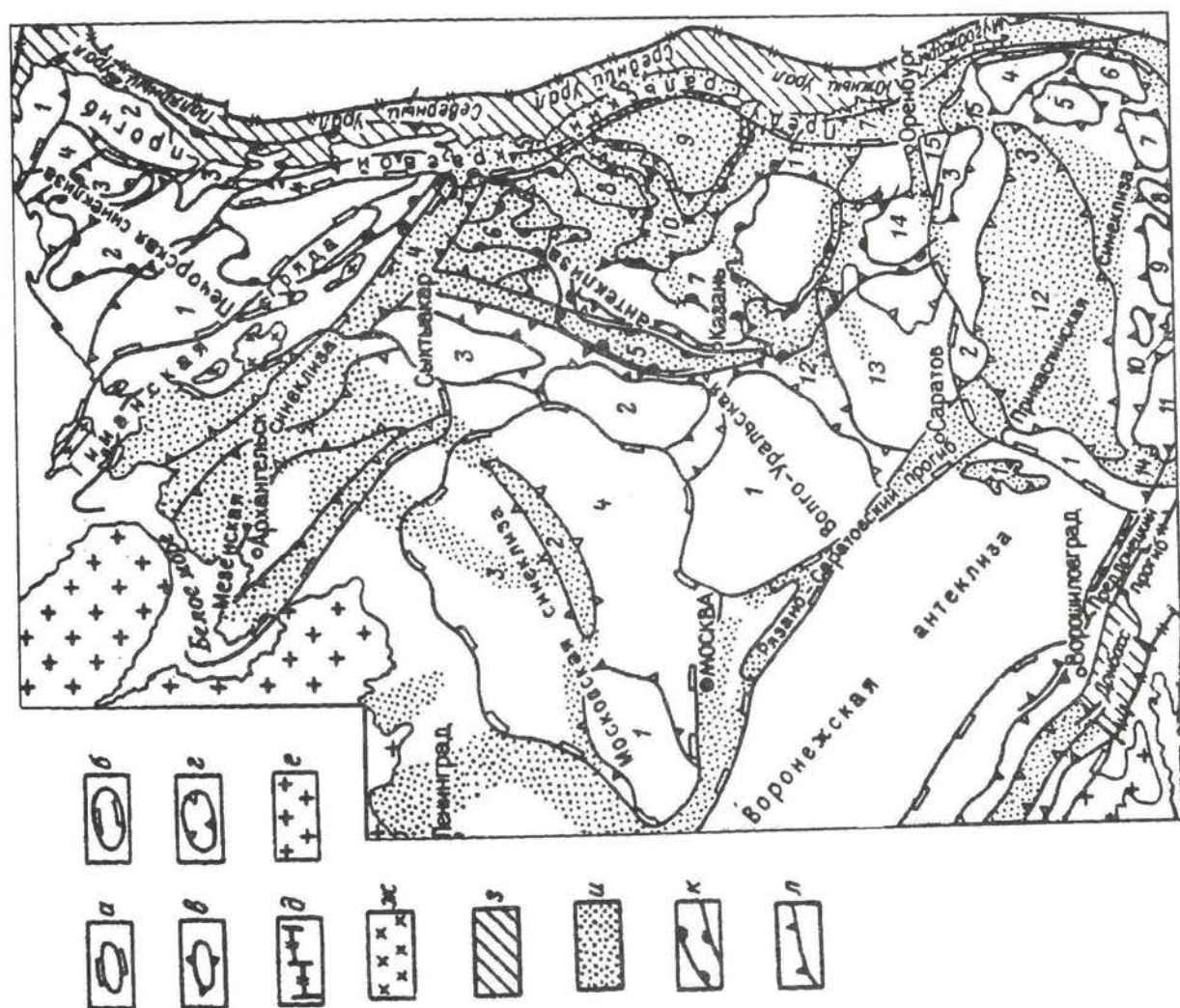


РИС. 42. СХЕМА ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ ВОСТОКА ВОСТОЧНО - ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (ПО Г.Х.ДИКЕНШТЕЙНУ, 1991 Г.) /8/  
 FIG. 42. TECTONIC SCHEME OF THE EAST PART OF THE EAST - EUROPEAN PLATFORM (G.H.DICKENSCHTAIN, 1991) /8/



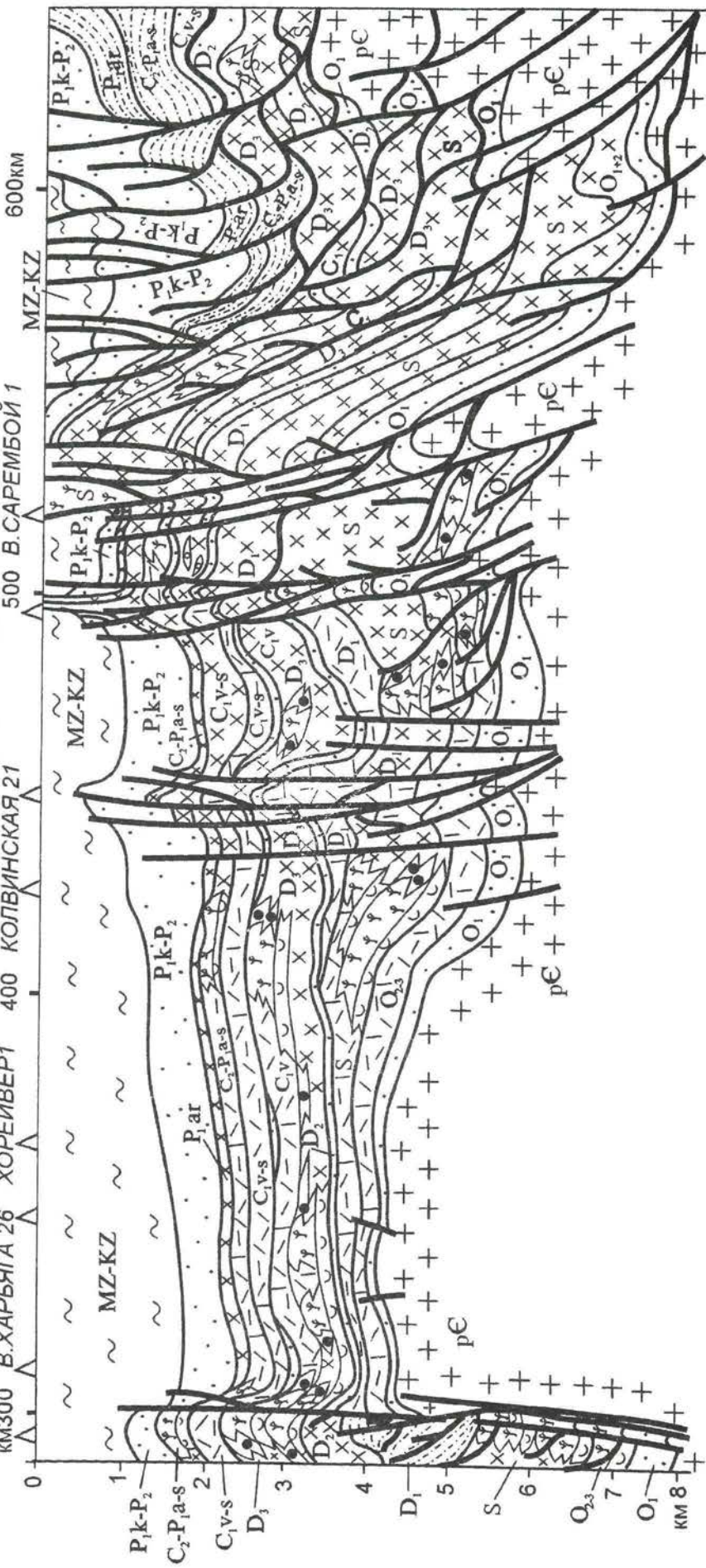
**Рис. 43 и 44** иллюстрируют строение палеозойских отложений Ижма-Печорской и Хорейверской впадин, Печоро-Колвинского и Варандей-Адзвинского авлакогенов, Предуральского прогиба. Построения выполнены по данным бурения глубоких скважин и результатам интерпретации регионального сейсмического профиля РС15 с использованием типовых и реальных латеральных и вертикальных последовательностей формаций. Полученная двумерная модель палеозойского осадочного комплекса отражает общие закономерности и особенности залегания палеозойских терригенных, карбонатных и карбонатосодержащих формаций в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП). Форма залегания отложений сильно искажена ввиду выбранного соотношения вертикального и горизонтального масштабов.

На рисунках видно, что в пределах Ижма-Печорской и Хорейверской впадин седиментационная структура формаций слабо нарушена. В пределах Печоро-Колвинского авлакогена, Варандей-Адзвинской зоны и Предуральского прогиба залегание палеозойских отложений осложнено дизъюнктивными нарушениями различного типа. В Предуральском прогибе преобладают пологие взбросы и надвиги, которые нарушают вертикальные и латеральные последовательности формационных и подформационных тел.





Ю3 КОЛВА1 С. МУСЮРШОР50  
 км300 В.ХАРЬГА26 ХОРЕЙВЕР1  
 ОСОВЕЙ48  
 НЯДЕЙЮ4  
 СВ



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10

Рис. 44. Модель строения осадочного чехла Хорейверской впадины, Варандей - Адъвинской зоны и Предуральского прогиба.  
 FIG. 44. MODEL OF THE STRUCTURE OF SEDIMENTARY PLATFORM MANTLE OF THE KNOREYVER BASIN, THE VARANDEY - ADZVINSKY ZONE AND PRE-URALIAN TROUGH.  
 1-7 - типы резервуаров: 1 - в отложениях; 2 - в отложениях шельфа (карбонатная подформация); 3 - в отложениях открытого шельфа, прибрежных лагун и приливно-отливной группы; 4 - в отложениях сульфатно-карбонатной подформации; 5 - в отложениях известняков карбонатной подформации; 6 - в отложениях карбонатных конусах выноса; 7 - в отложениях глинисто-карбонатной подформации; 8 - в отложениях склона бассейна (глинисто-карбонатная подформация); 9 - в терригенных отложениях (песчано-алеврито-глинистые формации); 10 - в флишевых и флишеидных формациях; 8 - разрывные нарушения; 9 - фундамент; 10 - мезозойские-кайнозойские терригенные отложения объединенные.

Линию разреза см. на рис. 45, 56



Карты распространения карбонатных формаций масштаба 1:2500000 составляются с целью выявления общих закономерностей условий залегания различных типов природных резервуаров нефти и газа для определения направлений поисково-разведочных работ и выбора оптимальных технологий моделирования строения карбонатных отложений. Основной задачей картирования является определение условий современного залегания формаций, степени нарушенности их внутренней структуры, оценка амплитуд перемещений пластов, пачек, формационных тел по пологим нарушениям и надвигам. В атласе представлены две карты этого типа, построенные для ассельско-сакмарских (рис. 45) и верхнефранских (рис. 56) отложений. Выбор этих интервалов разреза для картирования обусловлен следующими причинами:

1. Большая часть приведенных в атласе моделей природных резервуаров различных масштабов (от 1:25000 до 1:200000), построенных по методике СЕМ, составлены для верхнефранской и ассельско-сакмарской карбонатных формаций, что позволяет использовать их в качестве опорных при картировании;
2. Позднефранский этап является начальным, а раннепермский – завершающим в крупном цикле карбонатной седиментации (см. рис. 38).
3. Франские отложения по сравнению с фаменскими и каменноугольными представлены наиболее полным рядом формаций и подформаций, сохранившихся от размыва.
4. Ассельско-сакмарская карбонатная формация представлена большим числом градаций по сравнению с артинской.

Фактическим материалом для построения карт послужили данные бурения 1500 скважин в Тимано-Печорской провинции и изучения обнажений Тимана, Урала и Пай-Хоя, а также результаты обработки и интерпретации материалов сейсморазведки, обобщения опубликованных и фондовых работ /4, 5, 9, 14, 27, 41, 42, 44, 46, 47, 48, 53, 54, 61, 71, 72/. Карты охватывают северо-восток Восточно-Европейской платформы (Тимано-Печорская НГП, север Волго-Уральской НГП), где верхнефранские и ассельско-сакмарские отложения представлены на большой территории различными градациями карбонатных формаций. На картах также отражено строение отложений этого возраста в пределах Западного и Восточного Урала, Пай-Хоя и Тимана, где кроме карбонатной развиты песчано-глинисто-алевритистые, карбонатно-глинистые, карбонатно-кремнистые и карбонатно-вулканогенные формации. На основании анализа строения разрезов палеозойских отложений Урала, литературных источников /4, 5, 6, 9, 12, 21, 28, 31, 39, 41, 42, 44, 46, 51, 53/ и карты геологических формаций Урала /27/ была проведена систематизация франских и нижнепермских осадочных комплексов. Ключевыми являлись карбонатные и карбонатосодержащие формации. Для определения положения разрывных нарушений и морфологии поверхности верхнефранских и ассельско-сакмарских отложений были использованы тектонические, структурные карты и сеть региональных сейсмопрофилей (12РС, 15РС, профили, пересекающие Хорейверскую впадину I, II, III, IV и V). На Печорской плите и на севере Волго-Уральской антеклизы верхнефранские и ассельско-сакмарские отложения представлены карбонатными формациями одного типа. Поэтому в качестве картируемых единиц выбраны подформации. Сложное строение палеозойских отложений на Урале на картах 1:2500000 масштаба не позволило отразить условия залегания осадочных тел формационного и подформационного уровней. В качестве картируемых единиц были использованы комплексы формаций, относящихся к трем группам: терригенно-карбонатной, карбонатно-глинистой и карбонатно-вулканогенной. Магматические формации показаны в соответствии с картой О.А. Кондияйна /27/. На картах проведено ранжирование разрывных нарушений. Ранг нарушения определяется рангом осадочных тел (группа, комплекс, формация, подформация или градация), находящихся в контактирующих тектонических блоках.

На рис. 45 показано распространение ассельско-сакмарских формаций Тимано-Печорской НГП и прилегающих районов Пай-Хоя, Урала и Тимана. В пределах Печорской плиты, Тиманского кряжа и западного склона Урала развита единая карбонатная формация. На большей части Тиманского кряжа, на наиболее поднятых частях Печоро-Кожвинского мегавала, гряды Чернышева, на значительных территориях Западного Урала, ассельско-сакмарские отложения отсутствуют. Карбонатная формация на Тиманском кряже представлена градациями 1и и 1к, в которых преобладают известняки и доломиты приливно-отливного генезиса. Собственно карбонатная подформация (градации 2-5) в пределах Печорской плиты нигде, кроме Ижма-Печорской впадины, не образует протяженных зон, разделяющих области развития терригенно-сульфатно-карбонатной и глинисто-карбонатной подформаций. Она прослежена в виде отдельных фрагментарных участков на Печоро-Кожвинском и Колвинском мегавалах, на гряде Чернышева и на вале Гамбурцева. Многочисленные обнажения рифовых массивов, являющихся фрагментами карбонатной подформации, описаны на Западном Урале по рекам Кожим, Илыч, Шугор, Б. Надота и другим /4, 21, 39, 45, 47, 48, 71, 72/. Фрагментарность выходов



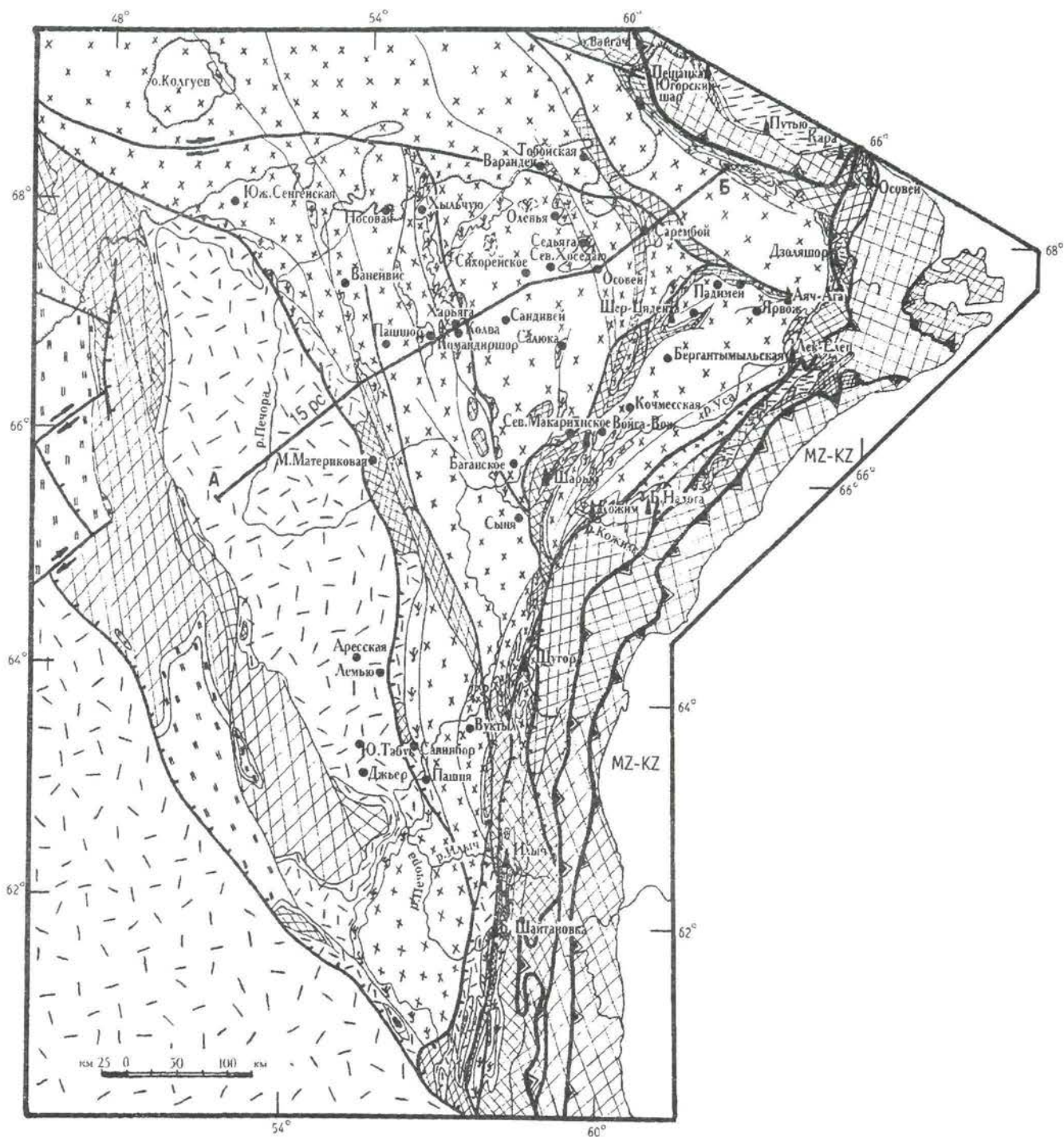


РИС. 45. КАРТА СТРОЕНИЯ АССЕЛЬСКО - САКМАРИАНСКИХ ФОРМАЦИЙ ПЕЧОРСКОЙ ПЛИТЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ РАЙОНОВ ПАЙ - ХОЯ, УРАЛА И ТИМАНА.

FIG. 45. MAP OF THE STRUCTURE OF THE ASSELIAN - SAKMARIAN FORMATIONS OF THE PECHORA PLATE AND THE ADJACENT REGIONS OF THE PAI - HOI, THE URALS AND THE TIMAN.

Условные обозначения см. на рис. 46.



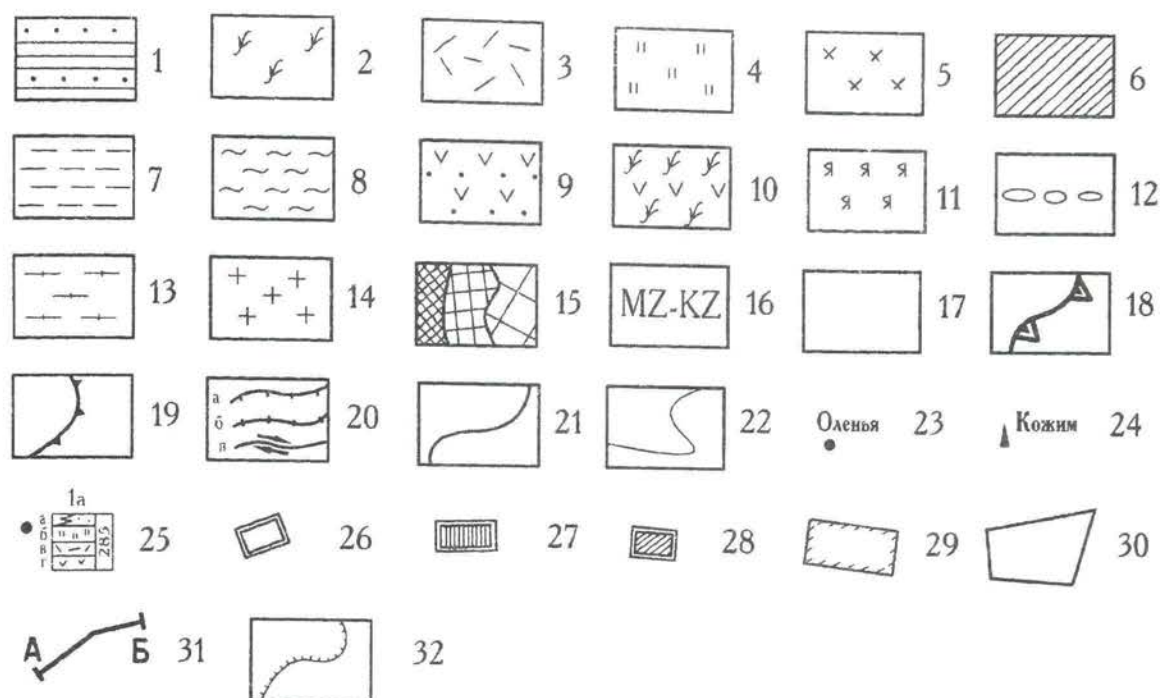


РИС. 46. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ К КАРТАМ СТРОЕНИЯ АССЕЛЬСКО - САКМАРСКИХ И ФРАНКСИХ ФОРМАЦИЙ ВОСТОЧНО - ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ, ПЕЧОРСКОЙ ПЛИТЫ, ТИМАНА И УРАЛА (К РИС. 45, 56, 68, 86).

FIG. 46. LEGENT TO MAPS OF DISTRIBUTION OF THE ASSELIAN - SAKMARIAN AND FRANSIAN FORMATIONS OF THE EAST OF THE EAST - EUROPIAN PLATFORM, THE PECHORA PLATE, THE TIMAN AND THE URALS (FIG. 45, 56, 68, 86).

1-15: области развития формаций: 1-6 - терригенно-карбонатных формаций: 1 - комплекс терригенных формаций; песчано-глинисто-алевритистые формации нерасчлененные; 2-6 - комплекс карбонатных формаций: 2-5 - карбонатно-бентогенная формация, подформации: 2 - карбонатная, зоны-индексы (градации) №2, №3, №4, №5, №5а: отложений рифовой группы - 20-35%, закрытого шельфа - 0-16%, открытого шельфа - 30-42%, прибрежных - 0-7%, склона - 0-34%;  $K_r = 0,03-0,15$ ,  $K_c = 0-0,02$ ; 3 - терригенно-сульфатно-карбонатная, зоны-индексы (градации) №1а, №1б, №1в, №1г, №1д, №1е, №1ж, №1з: отложений рифовой группы (только в зоне №1а) - 0-3%, закрытого шельфа - 0-36%, открытого шельфа - 13-42%, прибрежных - 7-87%, склона - 0%;  $K_r = 0,1-0,5$ ,  $K_c = 0-0,35$ ; 4 - терригенно-карбонатная, зоны-индексы (градации) №1и, №1к: отложений рифовой группы - 0%, закрытого шельфа - 0%, открытого шельфа - 0-13%, прибрежных - 87-100%, склона - 0%;  $K_r = 0,5-0,7$ ,  $K_c = 0$ ; 5 - глинисто-карбонатная, зоны-индексы (градации) №6, №7, №8, №9: отложений рифовой группы - 0-10%, закрытого шельфа - 0%, открытого шельфа - 17-26%, прибрежных - 0%, склона - 64-83%;  $K_r = 0,15-0,5$ ,  $K_c = 0$ ; 6 - зоны межрифовых проливов; 7-8 - карбонатно-глинистых формаций: 7 - карбонатно-глинистая; 8 - карбонатно-кремнисто-глинистая; 9-11 - карбонатно-вулканогенных формаций: 9 - песчано-глинисто-базальтовая; 10 - карбонатно-базальт-андезиобазальтовая; 11 - яшмовая и андезиобазальтовая; 12-15 - магматических формаций: 12-14 - интрузивных: 12 - зоны развития мелких интрузивных тел габбро-диабазов; 13 - габбро-диорит-гранодиоритовые и габбро-диорит-диабазовые интрузии; 14 - гранитные и гранодиоритовые интрузии; 15 - области отсутствия франских отложений в современном залегании; частота и направление штриховки различны для разных тектонических блоков; 16 - поле развития мезо-кайнозойских отложений, перекрывающих складчатые палеозойские толщи вдоль восточного склона Урала; 17 - области, в которых не проводились исследования; 18-22 - разрывные нарушения: 18 - разделяющие группы формаций (бергштрихи направлены в сторону падения поверхности сместителя); 19 - разделяющие комплексы формаций; 20 - разделяющие формации: а - наклонные, б - субвертикальные, в - сдвиги; 21 - разделяющие подформации; 22 - разделяющие зоны-индексы (градации) подформаций; 23 - основные разведочные площади и месторождения; 24 - основные обнажения; 25 - глубокие скважины; характеристика разреза скважины: цифры в колонке - мощность карбонатной формации в метрах, индекс сверху - номер градации стандартной модели; отложения: а - открытого шельфа, б - закрытого шельфа, в - приливно-отливные, г - тыловых рифовых шлейфов; 26-28 - районы проведения объемного моделирования по технологии СЕМ: 26 - без использования специальных методов интерпретации сейсмических материалов; 27 - с использованием системы обработки сейсмических материалов 3D; 28 - с использованием обработки сейсмических материалов по методике ЧВЗ; 29 - участок Хорейверской впадины, для которого составлена карта строения франской карбонатной формации масштаба 1:200000; 30 - территории в Московской синеклизе, на северном склоне Воронежской антиклизы и в Прикаспийской синеклизе, для которых необходимо проведение картирования по технологии СЕМ; 31 - линия геологического разреза на рис. 43, 44; 32 - береговая линия.



подформации на Урале и на валах Печорской плиты обусловлена тектонической раздробленностью нижнепермских отложений. Глинисто-карбонатная подформация (градации 6-9) развита на большей части Печорской плиты, включая Печоро-Колвинский авлакоген, Хорейверскую впадину, Малоземельско-Колгуевскую моноклираль и Предуральский прогиб, а также восточнее зоны рифовых образований на Западном Урале по рекам Кожим, Щугор, Илыч и в верховьях Печоры. Мощность ассельско-сакмарских отложений Тимано-Печорской плиты изменяется от 30 м до 250-300 м. Максимальные ее значения характерны для отложений карбонатной подформации градаций 4 и 5, разрезы которых содержат рифовые массивы. Минимальные мощности наблюдаются в разрезах градаций 7-9 карбонатно-глинистой подформации. На Западном Урале мощности разрезов, содержащих рифовые массивы (градации 2-5) составляют 300-500 м. Сочленение ассельско-сакмарской карбонатной формации Печорской плиты и Предуральского прогиба с группой карбонатно-глинистых формаций Урала проходит по зоне надвиговых нарушений на большей своей части, совпадающей с Осевым Уральским надвигом /6/. Входящие в этот комплекс карбонатно-глинистая и карбонатно-кремнисто-глинистая формации выходят на поверхность на Полярном Урале и Пай-Хое, в обнажениях по рекам Кара, Путью и на озере Осоей /4/. На восточном склоне Урала нижнепермские отложения отсутствуют. На Печорской плите выделяется серия разрывных дислокаций, разбивающая карбонатную формацию на блоки. Блоковое строение установлено на основании фактов смещения границ подформаций и случаев "выпадения" отдельных градаций из латеральных последовательностей. Наиболее хорошо такие нарушения картируются на Печоро-Кожвинском и Колвинском мегавалах, в Варандей-Адзвинской зоне, в Предуральском прогибе. На Тиманском кряже ассельско-сакмарские отложения выходят на дневную поверхность, разбиты сетью многочисленных нарушений и смяты в крупные вытянутые складки, ориентированные вдоль Тиманского кряжа. В Ижма-Печорской впадине карбонатная формация залегает на глубинах от 0 м до 1500 м. Отдельные структуры, осложняющие ее залегание, имеют амплитуду 50-100 м и изометричную форму. Типы резервуаров – слоистые, связанные с карбонатами приливно-отливного генезиса ( $K_{эф} < 0,30$ ). В Печоро-Колвинском авлакогене верхние слои сакмарских отложений залегают на глубинах: от 800 м (на валах) до 3000 м (во впадинах). Структуры имеют вытянутую форму и ориентированы вдоль оси авлакогена. Амплитуда отдельных структур составляет 150-200 м. Большинство месторождений нефти связано со структурными ловушками в резервуарах рифового типа ( $K_{эф} =$  от 0,3 до 0,45). Ассельско-сакмарские карбонаты разбиты разрывными нарушениями различных типов – сбросами, сдвигами, взбросо-надвигами. Наибольшее количество нарушений проходит по западному борту авлакогена, вдоль Печоро-Кожвинского мегавала и Шапкина-Юрьяхинского вала, меньше нарушений наблюдается вдоль Колвинского мегавала и Лайского вала. В Хорейверской впадине карбонатная формация залегает на глубинах 2200-2600 м. Амплитуда структур достигает значений от 50 м до 100 м. Форма большинства структур изометричная. Линейные структуры характерны для краевых частей впадин. Разрывные нарушения немногочисленны. Ряд из них установлен путем моделирования строения формации по технологии СЕМ, т.к. в сейсмической записи они плохо выражены. Большая часть месторождений связана с резервуарами рифового типа. В Варандей-Адзвинской зоне ассельско-сакмарские карбонаты залегают на глубинах от 1000 м до 2500 м. Структуры имеют удлиненную форму и вытянуты вдоль валов, сформированных серией взбросо-надвигов. Амплитуда структур - 100-150 м. Карбонатная формация нарушена серией надвиговых дислокаций, основная часть которых приурочена к валам и частично прослеживается во впадины. На гряде Чернышева ассельско-сакмарские отложения выходят на поверхность и залегают в аллохтонах серии надвигов, разбиты мелкими разрывными нарушениями и смяты в линейные складки. В Предуральском прогибе кровля формации установлена на глубинах 1-7 км. Залегание карбонатной толщи осложнено системами разрывных нарушений, среди которых преобладают взбросо-надвиговые дислокации, ориентированные субпараллельно бортам прогиба. Амплитуда линейных структур достигает сотен метров. Ловушки УВ структурные, комбинированные тектонически-экранированные в резервуарах рифового типа и в слоистых карбонатно-глинистых отложениях. На Урале ассельско-сакмарские отложения выходят на поверхность в аллохтонах крупных надвиговых структур и смяты в линейные складки, ориентированные субпараллельно общему простиранию Уральских структур с севера на юг. Таким образом, анализ распространения ассельско-сакмарских формаций (рис. 45), позволил определить строение формаций и формационных комплексов, оценить степень нарушенности внутренней структуры осадочных тел, выделить резервуары УВ разных типов и выделить перспективные участки для поисков залежей нефти и газа в зонах сочленения Тимано-Печорской плиты и складчатой системы Урала. Картирование по технологии СЕМ выявило чрезвычайно сложные условия залегания ассельско-сакмарских отложений. Установлено, что амплитуда перемещений блоков ассельско-сакмарских отложений по разрывным нарушениям значительно больше, чем предполагалось ранее. Выявлены системы разломов, которые из-за пологих углов наклона сместителей, прерывистости и развития нарушений по пластам и пачкам глинистых пород не фиксируются в сейсмической записи.



Основой для составления карт 1:2500000 и 1:200000 масштабов послужила типовая модель ассельско-сакмарской карбонатной формации, изображенная на **рис. 47**. Для выявления особенностей строения нижнепермских карбонатных отложений были проанализированы общие геологические, палеонтологические и геофизические материалы, а также данные бурения более 230 поисковых и разведочных скважин. Диагностика генетических типов отложений осуществлялась на основании изучения более 3000 петрографических шлифов ассельско-сакмарских карбонатных пород.

Целью разработки типовой модели ассельско-сакмарского карбонатного комплекса являлось определение общих седиментологических закономерностей его строения, а также особенностей внутренней структуры и условий залегания. Построение типовой модели осуществлялось последовательно в несколько этапов:

1. Проведение анализа комплексов фораминифер в ассельских и сакмарских отложениях. Результатами исследований явилось: выделение зональных комплексов фораминифер и обоснование границ ассельского и сакмарского ярусов.
2. Петрографическое изучение карбонатных пород, выделение седиментационных, диагенетических и эпигенетических структур, диагностика стандартных литогенетических типов отложений в соответствии с таблицей 1.
3. Интерпретация данных геофизических исследований скважин.
4. Проведение фациального анализа, диагностика генетических типов и групп отложений.
5. Выделение по керну и ГИС седиментационных циклитов разного порядка, их корреляция.
6. Сопоставление седиментационных циклитов со стратиграфическими подразделениями.
7. Определение положения анализируемых разрезов ассельско-сакмарских отложений на стандартной седиментационно-емкостной модели (см. рис. 7).
8. Построение типовой седиментационно-емкостной модели ассельско-сакмарских отложений, учитывающей признаки отличия от стандартной и расчет параметров разрезов (Кэф, Кг, Кс).

Проведенные исследования позволили установить, что на севере Тимано-Печорского региона в составе ассельско-сакмарской карбонатной формации выделяются 4 генетические группы отложений: рифовая, склона бассейна, открытого и закрытого шельфов. После диагностики генетических групп отложений и подсчета их процентного содержания в разрезах конкретных скважин, были вычислены коэффициенты глинистости, эффективных толщин и выявлена тенденция изменения общей мощности карбонатного комплекса. По значениям этих параметров осуществлялось ранжирование разрезов скважин и определение их положения на стандартной модели. В результате было установлено, что 230 анализируемых разрезов скважин расположены в зонах-индексах 4, 5а, 5, 6, 7, 8. Палеонтологические исследования и сравнение со стандартной моделью позволили доказать отсутствие существенного размыва в кровле сакмарского яруса. Проявлены только локальные размывы в разрезах зон-индексов 4 и 5а, вследствие которых был уничтожен верхний элемент 6-ого седиментационного циклита (см. рис. 47). Наиболее существенные отличительные черты строения типовой модели от стандартной выявляются на уровне литогенетических типов карбонатных пород. Ассельско-сакмарские биогермные известняки представлены только шестью литогенетическими типами, а на стандартной модели их выделяется четырнадцать (см. табл. 1). Отсутствие полного набора литогенетических типов обусловлено слабой охарактеризованностью разрезов скважин керном и невозможностью выделения всех разновидностей биогермных известняков. На данном этапе изучения отсутствием кернового материала объясняется также выделение на типовой модели интервала развития нерасчлененных биогермных и шлейфовых отложений (см. рис. 47, шиханский горизонт). В ассельско-сакмарских биогермных отложениях установлены следующие литогенетические типы (ЛГТ см. табл. 1):

гирванелло-донецелловый строматолитоморфный без заполнителя – ЛГТ № 1;

тубифитовый с обломочным заполнителем и фораминиферово-водорослевый с обломочным заполнителем – ЛГТ № 4;

палеоаплизинный с обломочным заполнителем – ЛГТ № 6;

мшанковый с пелитоморфным заполнителем – ЛГТ № 9.

Межбиогермные отложения представлены детритовыми, органогенно-обломочными известняками (ЛГТ № 15); шлейфовые отложения – карбонатной брекчией, органогенно-обломочными и крупнодетритовыми известняками ЛГТ № 19, 22, 22<sup>А</sup>. Отличием структур ассельско-сакмарских карбонатных пород от стандартных является отсутствие доломита, что может быть связано с поздней кальцитизацией этих отложений. Отложения открытого шельфа представлены детритовыми, биоморфными и глинистыми известняками. Для отложений мелководных шельфовых равнин основными структурными компонентами являются:

крупный и мелкий детрит мшанок, иглокожих, брахиопод, остракод, водорослевые остатки тубифитов и ундарелл, раковины фораминифер, гастропод, остракод (ЛГТ № 33, № 34, № 35, № 37).

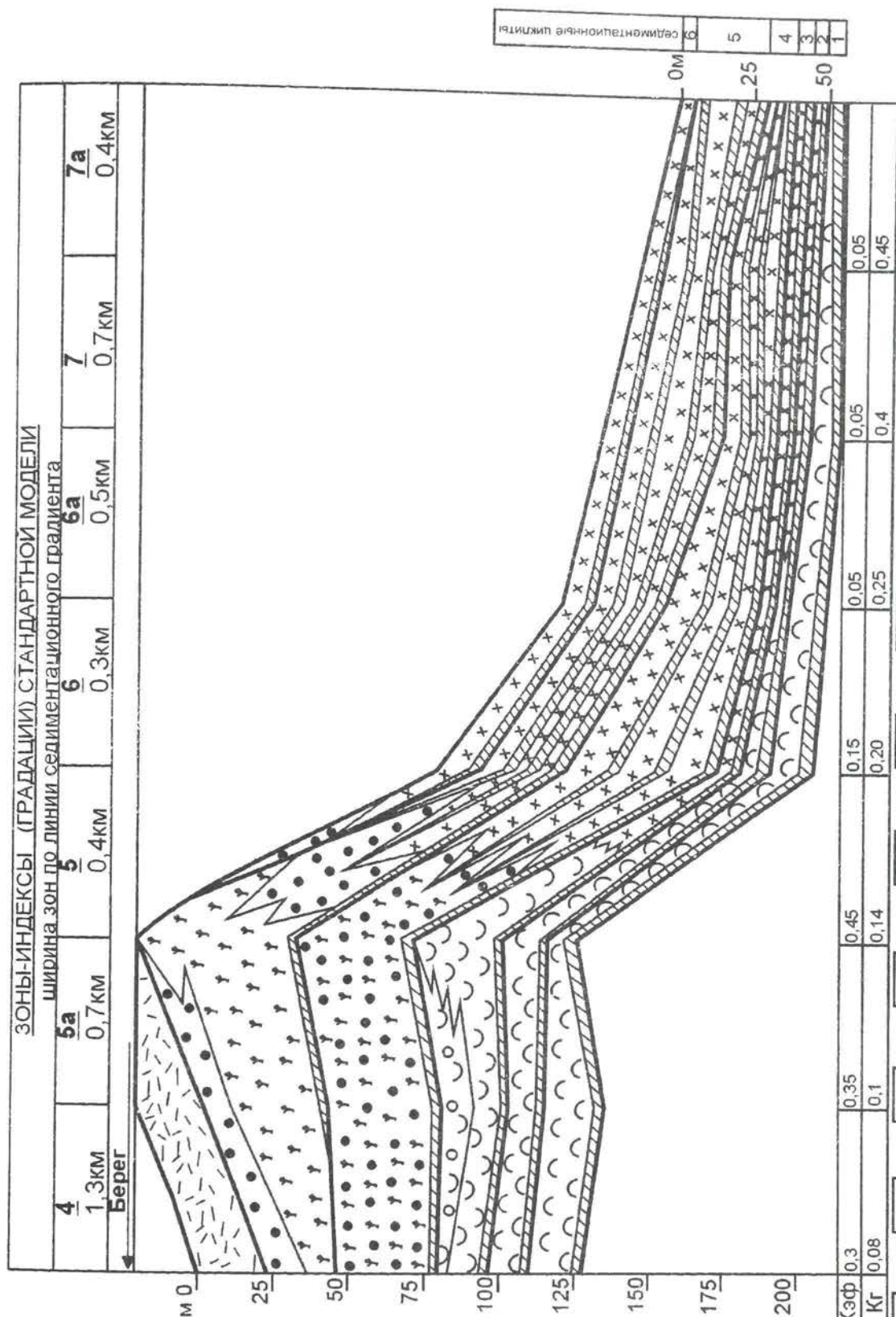
Литогенетические типы в отложениях глубокого шельфа характеризуются высоким содержанием пелитоморфного карбоната, в их составе появляются глинисто-карбонатные, карбонатно-глинистые породы. Организмами, поставляющими детрит и шлам, являются брахиоподы, мшанки, значительно реже иглокожие. Среди фораминифер присутствуют лишь редкие мелкие формы туберитин, нодозарий и аммодискусов. Выделяются литогенетические типы – № 39, № 40, № 41. По сравнению со стандартным набором литогенетических типов в ассельско-сакмарских отложениях открытого шельфа отсутствуют породы с оолитовой и онколитовой структурами, что объясняется малой мощностью этих карбонатов и слабой охарактеризованностью керновым материалом интервалов их развития в разрезах скважин. Основными структурными компонентами карбонатных пород склона бассейна являются шлам, пелитоморфный



карбонат и глинистый материал (*ЛГТ № 51*). Организмами, поставляющими мелкий детрит и шлам, являются брахиоподы, мшанки, губки кремневого состава. Фрагменты последних формирует спонголиты (*ЛГТ № 45*).

Коэффициент глинистости закономерно увеличивается от 4-ой к 7а градации, соответственно имея значения 0,08-0,45. Коэффициент эффективной толщины возрастает от 0,3 в 4-ой градации до 0,45 - в 5-ой, а затем резко уменьшается до 0,1-0,05 в разрезах зон-индексов 6-7. Мощность отложений меняется от 150 м до 20 м.

система	ПЕРМСКАЯ	
отдел	нижний	
ярус	асельский	сакмарский
горизонт	степлята-макский	тасубский
сидиментационные циклы	0	5
	4	3
	2	1



0	1	2	3	4	5	6
седиментационные циклы						

Рис. 47. Типовая седиментационно-емкостная модель асельско-сакмарской карбонатной формации Севера Печорской синеклизы.  
 FIG. 47. TYPE SEDIMENTOLOGICAL MODEL OF ASSELIAN - SAKMARIAN CARBONATE FORMATION OF THE NORTH OF THE PECHORA SINECLISE.

1-8 - генетические типы карбонатных отложений: 1 - биогермные; 2 - нерасчлененные биогермные и шлейфовые; 3 - шлейфовые; 4 - нерасчлененные баровые и мелководных шельфовых равнин; 5 - глубокого открытого шельфа; 6 - мелководных шельфовых равнин; 7 - склона бассейна; 8 - закрытого шельфа; 9 - глинистые известняки, мергели, известковые аргиллиты; 10-11 - границы; 10 - циклитов; 11 - прочие.



На рис. 48 приведена карта строения ассельско-сакмарской карбонатной формации, охватывающая север Колвинского мегавала и прилегающие части Хорейверской впадины. На ней отображено современное положение на площади стандартных зон-индексов. Ассельско-сакмарский карбонатный комплекс рассматривается в объеме ассельского яруса (холодноложский и шиханский горизонты) и сакмарского яруса (тастубский и стерлитамакский горизонты), перекрывается глинисто-карбонатными и карбонатно-глинистыми отложениями артинского яруса и подстилается разновозрастными карбонатными каменноугольными отложениями.

В пределах севера Колвинского мегавала в ассельско-сакмарских отложениях известно несколько месторождений: Хыльчуйское, Южно-Хыльчуйское, Ярейское, Сарутаюское и Северо-Харьягинское и др. Густой сетью поисковых и разведочных скважин здесь вскрыты разрезы мелководных нижнепермских отложений содержащих рифовые тела. На прилегающей территории Хорейверской впадины карбонатная формация охарактеризована единичными скважинами и, по мнению большинства исследователей /37, 38, 39/ является областью развития относительно глубоководных отложений. Исследования по технологии СЕМ позволили уточнить стратиграфическую привязку элементов нижнепермского карбонатного комплекса, детализировать его строение, выделить наиболее перспективные зоны развития пород-коллекторов. На изученной территории были закартированы зоны-индексы 4, 5а, 5, 6, 7, 8, 9, отразившие морфологию, внутреннюю структуру и емкостные свойства карбонатных тел.

Зоны-индексы (градации) 6-7, 8-9 развиты по западному и восточному склонам Колвинского мегавала и в Хорейверской впадине. Преобладающими в них являются шламовые и глинистые известняки склона бассейна. Содержание их в 6-9-ой градациях составляет 70-80%. Детритовые и пелитоморфные известняки открытого шельфа слагают 20% разреза. В 6-ой градации 10% приходится на рифовые шлейфы, полностью отсутствующие в градациях 7, 8, 9. Разрезы зон-индексов 6, 7, 8, 9 характеризуются высокими коэффициентами глинистости, соответственно изменяющимися от 0,20 до 0,53 и низкими коэффициентами эффективных толщин, составляющими 0,10-0,05 и менее 0,05. Мощности карбонатных отложений изменяются от 100 м до 25 м.

Зоны-индексы (градации) 4, 5а, 5 развиты в центральной части Колвинского мегавала и вдоль Северо-Чернореченской антиклинальной зоны. Отличительной чертой этих зон является присутствие в разрезах градаций карбонатных отложений рифовой группы. В градации 5 содержание рифовых отложений изменяется от 62% до 10%, коэффициент глинистости изменяется от 0,14 до 0,20, коэффициент эффективных толщин - от 0,45 до 0,10. Градации 4 и 5а характеризуются преобладанием в разрезах рифовых отложений, составляющих соответственно 43-52% (4 градация), 52-62% (5а градация). Коэффициент глинистости равен 0,08-0,14, а коэффициент эффективной толщины - 0,35. Основной интервал их распространения рифовых пород - средний, верхнеассельский и нижнесакмарский подъярусы. На территории Колвинского мегавала и в Хорейверской впадине преобладают меридиональная и субмеридиональная ориентировка зон-индексов. Ширина зон развития рифовых построек (4, 5а, 5) в среднем составляет 12 км и соответствует удвоенной стандартной ширине этих зон-индексов на модели (см. рис. 8). Ширина области развития 6, 7, 8, и 9 градаций в результате многократного сдвоения зон-индексов и сложной их конфигурации в плане достигает 20 км. По конфигурации границ зон в пределах мегавала выделяются 3 крупных участка. Северный (Хыльчуйское и Южно-Хыльчуйское месторождения) характеризуется сильно изрезанными границами и нарушением последовательности и ширины зон-индексов, что свидетельствует о наличии разнонаправленных дизъюнктивных дислокаций, наиболее крупные из которых показаны на карте (см. рис. 48). В пределах центрального участка, где находится Ярейское месторождение, сохраняется седиментационная внутренняя структура формации, ширина зон-индексов, отсутствует нарушение в их последовательности. Исключение составляет небольшой участок в пределах Восточно-Ярейюской площади, примыкающий к Восточно-Колвинскому региональному разлому, где наблюдается резкое уменьшение ширины зон-индексов 6 и 7. Южный участок включает в себя группу Сарутаюских поднятий (площадь Средне-Сарутаюская, Сарутаюская, Верхне-Шапкинская) и север Харьковской структуры (площади Хановейская и Северо-Харьягинская). На Сарутаюском участке простирается зон приобретает северо-восточное направление, и морфология зон подчиняется крупному нарушению северо-восточной ориентировки. Границы зон смещаются, их последовательность отличается от модельной. В пределах Северо-Чернореченского антиклинального поднятия, осложняющего север Хорейверской впадины, ориентировка зон-индексов 4, 5, 5а совпадает с ориентировкой разрывных нарушений по бортам поднятия. Эти нарушения проявляются в виде смещений границ зон.

Карта строения данной формации в совокупности с типовой моделью и структурной картой поверхности ассельско-сакмарского комплекса представляет собой объемную модель нижнепермского природного резервуара. Она служит основой прогнозирования благоприятных участков развития пород-коллекторов различных типов, выделения зон нарушений и повышенной трещиноватости карбонатных пород, выделения ловушек и заложения поисковых скважин.



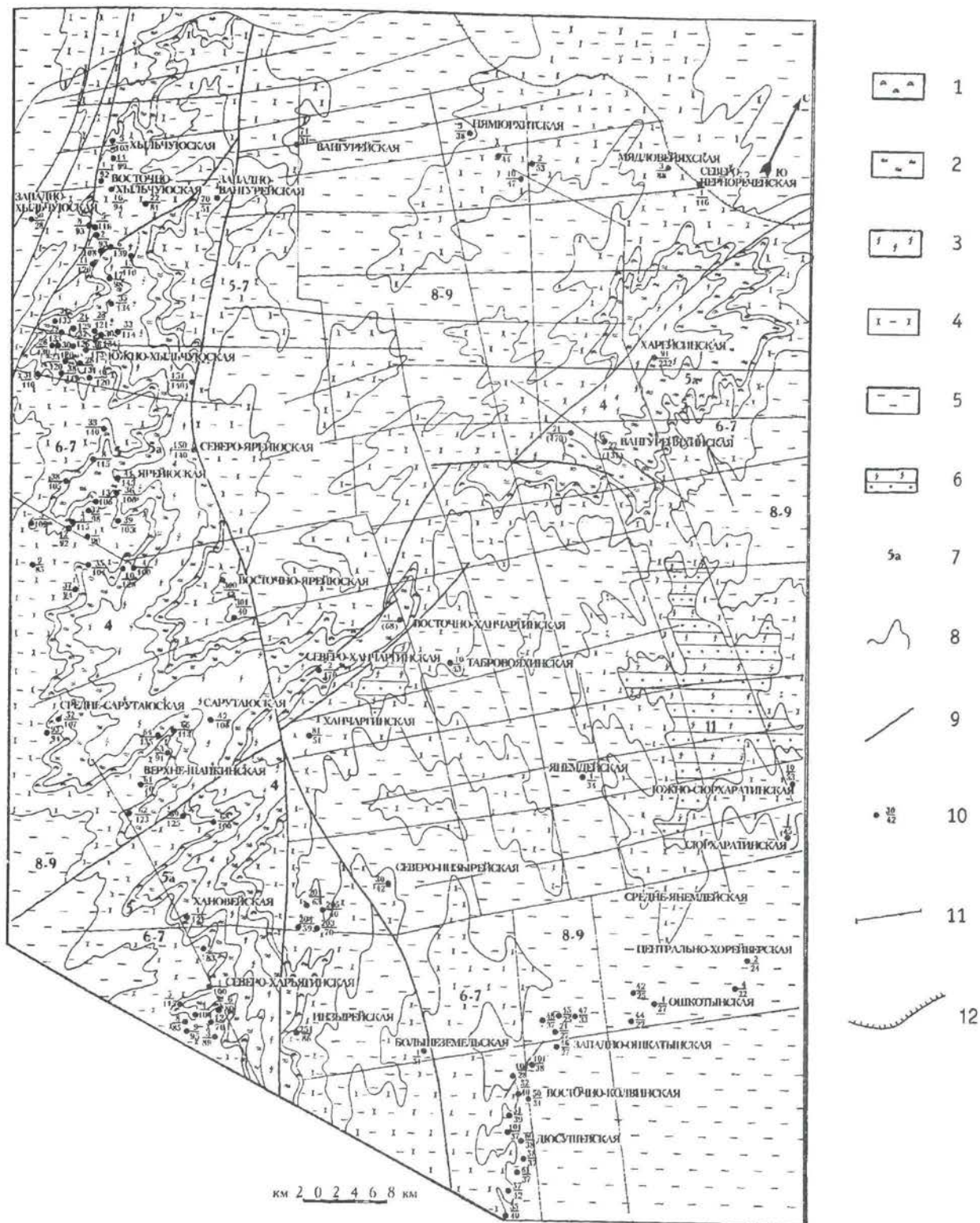


РИС. 48. КАРТА СТРОЕНИЯ АССЕЛЬСКО - САКМАРСКОЙ КАРБОНАТНОЙ ФОРМАЦИИ КОЛВИНСКОГО МЕГАВАЛА И ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ.

FIG. 48. MAP OF THE STRUCTURE OF THE ASSELIAN - SAKMARIAN CARBONATE FORMATION OF THE KOLVIN MEGARAMPART AND THE KHOREYVEY BASIN.

1-6: зоны-индексы (градации): 1 - зона-индекс (градация) N 5: рифовых отложений - 10-62%, закрытого шельфа - 0%;  $K_{зф} = 0,1-0,45$ ,  $K_{гл} = 0,14-0,2$ ; 2 - зона-индекс (градация) N 5a: рифовых отложений - 52-62%, закрытого шельфа - 0-14%;  $K_{зф} = 0,35-0,45$ ,  $K_{гл} = 0,1-0,14$ ; 3 - зона-индекс (градация) N 4: рифовых отложений - 43-52%, закрытого шельфа - 14-18%;  $K_{зф} = 0,3-0,4$ ,  $K_{гл} = 0,08-0,1$ ; 4 - зоны-индексы (градации) N 6-7: рифовых отложений - до 10%, склона - 70-80%;  $K_{зф} = 0,05-0,1$ ,  $K_{гл} = 0,2-0,45$ ; 5 - зоны-индексы (градации) N 8-9: отложений склона - 100%;  $K_{зф} = 0,05$ ,  $K_{гл} = 0,45-0,55$ ; 6 - зона-индекс (градация) N 11: отложений подводных конусов выноса - 10-25%, склона 60-70%; 7 - номера зон-индексов; 8 - границы зон-индексов (градаций); 9 - разрывные нарушения; 10 - скважины, вскрывшие ассельско-сакарские отложения: в числителе - номер скважины, в знаменателе - мощность; 11 - сейсмические профили; 12 - береговая линия.



На рис. 49 приведена модель ассельско-сакмарского природного резервуара Южно-Хыльчуйского нефтяного месторождения. Месторождение расположено в Печоро-Колвинской нефтегазоносной области и приурочено к крупной куполовидной складке северо-западного простирания, площадью более 64 км<sup>2</sup> и амплитудой 125 м, находящейся на севере Колвинского мегавала. Разведочными скважинами вскрыты отложения от верхнедевонских до четвертичных общей мощностью 3800 м. Параметры разрезов нижнепермской карбонатной формации соответствуют параметрам 5, 5а и 4-ой градаций типовой модели.

Разрезы 5-ой зоны-индекса имеют четко выраженное двучленное строение. В нижней части преобладают отложения открытого шельфа, в верхней – рифовой группы, представленные биогермными и шлейфовыми генетическими типами. Биогермные постройки обычно сложены палеоаплизиновыми, мшанковыми и водорослевыми известняками. К шлейфовым отложениям относятся пласты карбонатных брекчий, органогенно-обломочных и крупнодетритовых известняков. Группа отложений открытого шельфа включает отложения глубокого шельфа (известковые аргиллиты, глинистые пелитоморфные известняки, известняки детритовые, шламово-мелкодетритовые) и отложения мелководных шельфовых равнин, состоящих из биоморфно-детритовых, детритовых и органогенно-обломочных известняков. Отложения открытого шельфа отличаются от рифовых карбонатов составом организмов, отсутствием каркасных известняков, количеством пелитоморфного материала и глинистой примеси. Мощность отложений рифовой группы изменяется от 75 м до 5 м, открытого шельфа от 55 м до 30 м.

Градация 5а представлена отложениями рифовой группы, открытого и закрытого шельфов. К отложениям закрытого шельфа отнесены известняки водорослевые, комковатые, биоморфные (фораминиферовые) и биоморфно-детритовые. Мощность отложений рифовой группы изменяется от 70-75 м; открытого шельфа – от 47,5 м до 55 м; закрытого шельфа – от 20 м до 0 м.

Градация 4 представлена отложениями рифовой группы, открытого и закрытого шельфов. От градации 5 отличается примерно равными значениями содержаний генетических групп. Мощность рифовых известняков изменяется от 50 м до 70 м; открытого шельфа – от 45 м до 47 м; закрытого шельфа – от 37 м до 20 м.

Нефтенасыщенные интервалы разреза представлены отложениями рифовой группы. Породы-коллекторы связаны с биогермными и шлейфовыми известняками. Максимальное значение открытой пористости составляет 29%, минимальные – 9%, в шлейфовых отложениях эти значения изменяются от 15 до 23%, в биогермных от 8% до 15%. Проницаемость пород изменяется от 13,8 до 359,8 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>. Тип коллектора поровый и каверново-поровый. Нефтяная залежь относится к массивному типу. Тип ловушки – структурно-литологический. Флюидоупором являются известковистые глины артинского яруса.

В разрезах месторождения установлено 6 седиментационных циклитов. 1, 2, 3 циклиты соответствуют холодноложскому горизонту ассельского яруса и представлены группой отложений открытого шельфа. 4 и 5 циклиты сложены рифовыми отложениями и соответственно относятся к шиханскому горизонту ассельского яруса и тастубскому горизонту сакмарского яруса. Отложения закрытого шельфа в 6-ом циклите, возраст которых датируется как стерлитамакский, быстро выклиниваются по линии профиля АБ с северо-востока на юго-запад, и замещаются шлейфовыми отложениями рифовой группы.



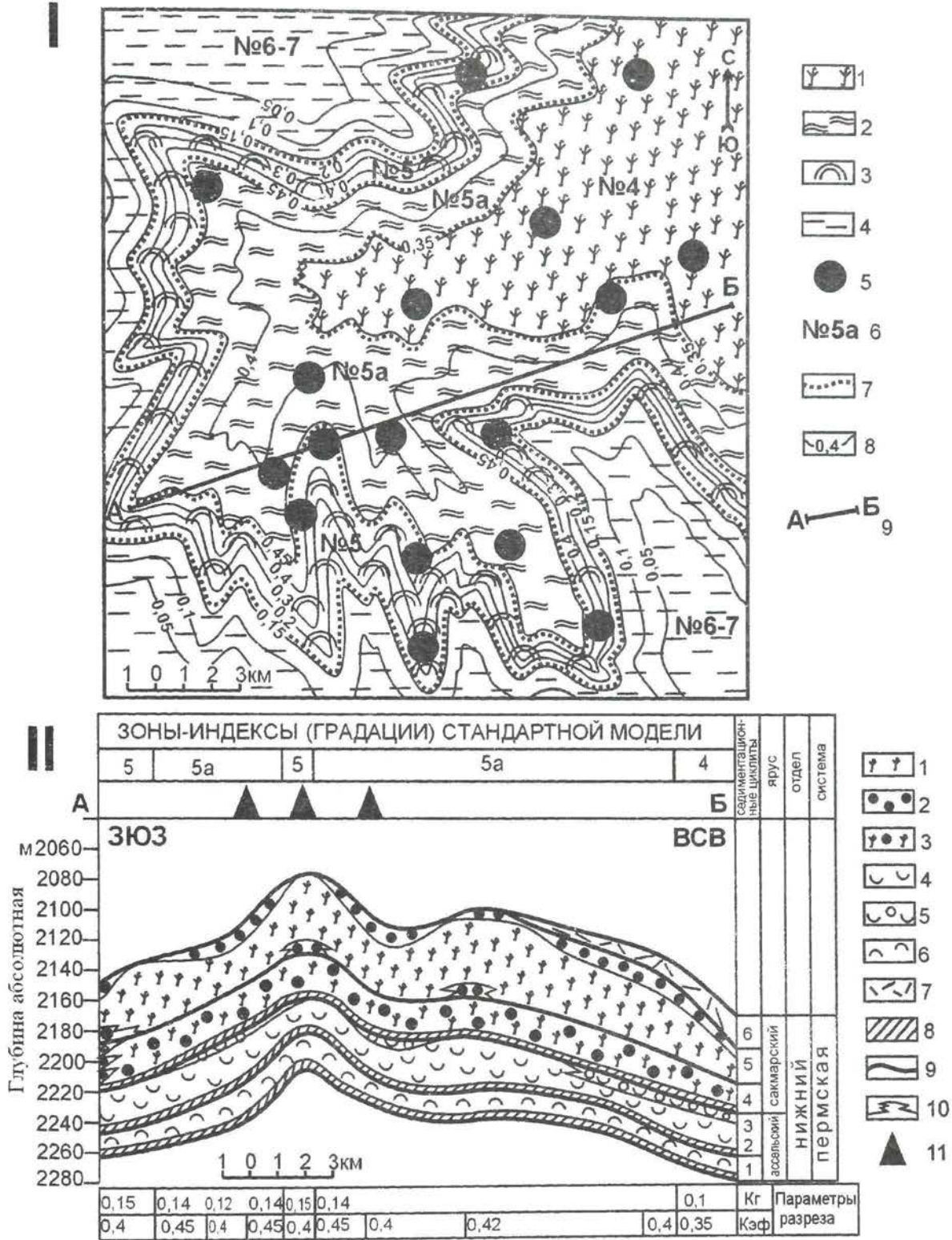


РИС. 49. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (АСЕЛЬСКИЙ И САКМАРСКИЙ ЯРУСЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЮЖНОЕ ХЫЛЬЧУЮ, КОЛВИНСКИЙ МЕГАВАЛ). КАРТА (I), РАЗРЕЗ (II).

FIG. 49. MODEL OF THE STRUCTURE OF CARBONATE NATURAL RESERVOIR (ASSELIAN AND SAKMARIAN STAGES, THE SOUTH KHILCHUYU FIELD, THE KOLVIN MEGARAMPART). MAP (I), SECTION (II).

I (карта): 1-4 - зоны-индексы (градации) карбонатной формации: 1 - №4: рифовых отложений 43-52%, закрытого шельфа 14-18%; Кэф = 0,3-0,35; Кг = 0,1-0,08; 2 - №5a: рифовых отложений 52-62%, закрытого шельфа 0-14%; Кэф = 0,35-0,45; Кг = 0,1-0,14; 3 - №5: рифовых отложений 10-62%, закрытого шельфа 0%; Кэф = 0,45-0,15; Кг = 0,14-0,2; 4 - №6-7: рифовых отложений до 10% отложений, склона 70-80%; Кэф = 0,15-0,05; Кг = 0,2-0,45; 5 - скважины, результаты испытаний - нефть; 6 - номера зон-индексов стандартной модели; 7 - границы зон-индексов; 8 - изолинии Кэф; 9 - линия разреза.

II (разрез): 1-7 - генетические типы карбонатных отложений: 1 - биогермные; 2 - шлейфовые; 3 - нерасчлененные биогермные и шлейфовые; 4 - мелководных шельфовых равнин; 5 - нерасчлененные баровые и мелководных шельфовых равнин; 6 - глубоководного шельфа; 7 - закрытого шельфа; 8 - глинистые известняки и мергели; 9 - границы циклитов; 10 - границы генетических типов отложений; 11 - скважины, результаты испытаний - нефть.



На рис. 50 и 51 приведена модель строения природного резервуара Ярейюского нефтегазоконденсатного месторождения, приуроченного к отложениям ассельско-сакмарского яруса нижней перми.

Ярейюское месторождение (рис. 50) расположено в северной части Колвинского нефтегазоносного района, относящегося к Печоро-Колвинской нефтегазоносной области. Ярейюская структура представляет собой крупную брахиантиклинальную складку, выраженную по фундаменту и осадочному чехлу. По кровле сакмарских отложений структура в пределах замкнутой изогипсы – 2075 имеет размер 22 x 17 км и амплитуду 175 м. Простираение складки северо-западное, восточный борт более крутой, с углами падения 1,5-3°.

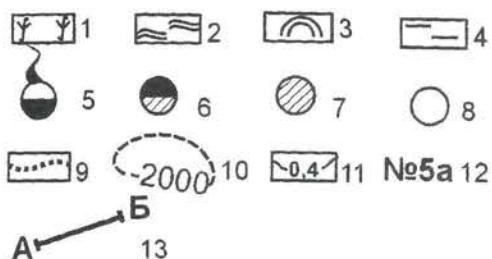
В строении природного резервуара участвуют карбонатные отложения рифовой группы, открытого и закрытого шельфов, склона бассейна. На основании анализа их сочетаний в разрезах и закономерностей латеральных переходов выделены градации 6-7, 5, 5а, 4, установлен характер их распространения на площади. К северному и южному крыльям Ярейюской структуры приурочены поля развития собственно карбонатной подформации, представленной 4, 5а и 5-ой градациями, в которых преобладают отложения ассельско-сакмарской барьерной рифовой системы. Их разделяют зоны развития карбонатно-глинистых отложений 6-7 градаций.

На карте видно, что в пределах северного участка хорошо сохранилась седиментационная структура природного резервуара. Это выражено в морфологии карбонатных тел, в закономерной последовательности зон-индексов и в распределении коэффициентов эффективных толщин. Большая часть продуктивных скважин вскрыла разрезы 5-ой-5а и 4-ой градаций, характеризующихся максимальными значениями Кэф (0,20-0,45). Газовая часть залежи в центральной части месторождения находится на глубинах - 1900-2000 м. Строение резервуара на северном крыле структуры осложнено малоамплитудным нарушением, разделяющим резервуар на два блока. Северный блок опущен, чем объясняется наличие газа в скважинах на глубинах более 2000 м. Внутренняя структура ассельско-сакмарского карбонатного резервуара (градации 4-5), расположенного на юго-востоке листа, сильно осложнена нарушением северо-западного направления, к которому приурочены две самостоятельные залежи УВ восточного и западного блоков. В последнем нефтегазоконденсатная залежь находится в карбонатно-глинистых отложениях 6-ой градации, характеризующихся низкими значениями Кэф (0,15-0,10).

Таким образом, Ярейюское нефтегазоконденсатное месторождение служит примером массивных залежей УВ, связанных с резервуарами рифового типа в структурно-литологических ловушках с тектоническим экранированием. Емкостное пространство резервуара определяется наличием пор, каверн и систем трещиноватости в нарушенных участках.

Основным типом коллекторов является поровый в органогенно-обломочных карбонатах рифовых шлейфов и каверново-поровый в биогермных известняках. Максимальные значения открытой пористости не превышают 18%. Флюидоупором служат глины артинского яруса. Седиментационная структура ассельско-сакмарских карбонатных отложений Ярейюского природного резервуара на большей части территории слабо изменена вторичными процессами, что и отражается в строении месторождения.





1-4 - зоны-индексы (градации):  
 1 - №4: рифовых отложений 43-52%,  
 закрытого шельфа 14-18%;  
 $K_{эф} = 0,3-0,35$ ;  $K_r = 0,1-0,08$ ;  
 2 - №5a: рифовых отложений 52-62%,  
 закрытого шельфа 0-14%;  
 $K_{эф} = 0,35-0,45$ ;  $K_r = 0,1-0,14$ ;  
 3 - №5: рифовых отложений 10-62%,  
 закрытого шельфа 0%;  
 $K_{эф} = 0,45-0,15$ ;  $K_r = 0,14-0,2$ ;  
 4 - №6-7: рифовых отложений до 10%,  
 отложений склона 70-80%;  
 $K_{эф} = 0,15-0,05$ ;  $K_r = 0,2-0,45$ ;  
 5-8 - результаты испытания скважин:  
 5 - нефть и газ, 6 - нефть и вода,  
 7 - вода, 8 - нет данных; 9 - границы  
 зон-индексов; 10 - изогипсы по кровле  
 ассельско-сакмарских карбонатов;  
 11 - изолинии  $K_{эф}$ ; 12 - номера  
 зон-индексов; 13 - линия  
 разреза (см. рис. 51).

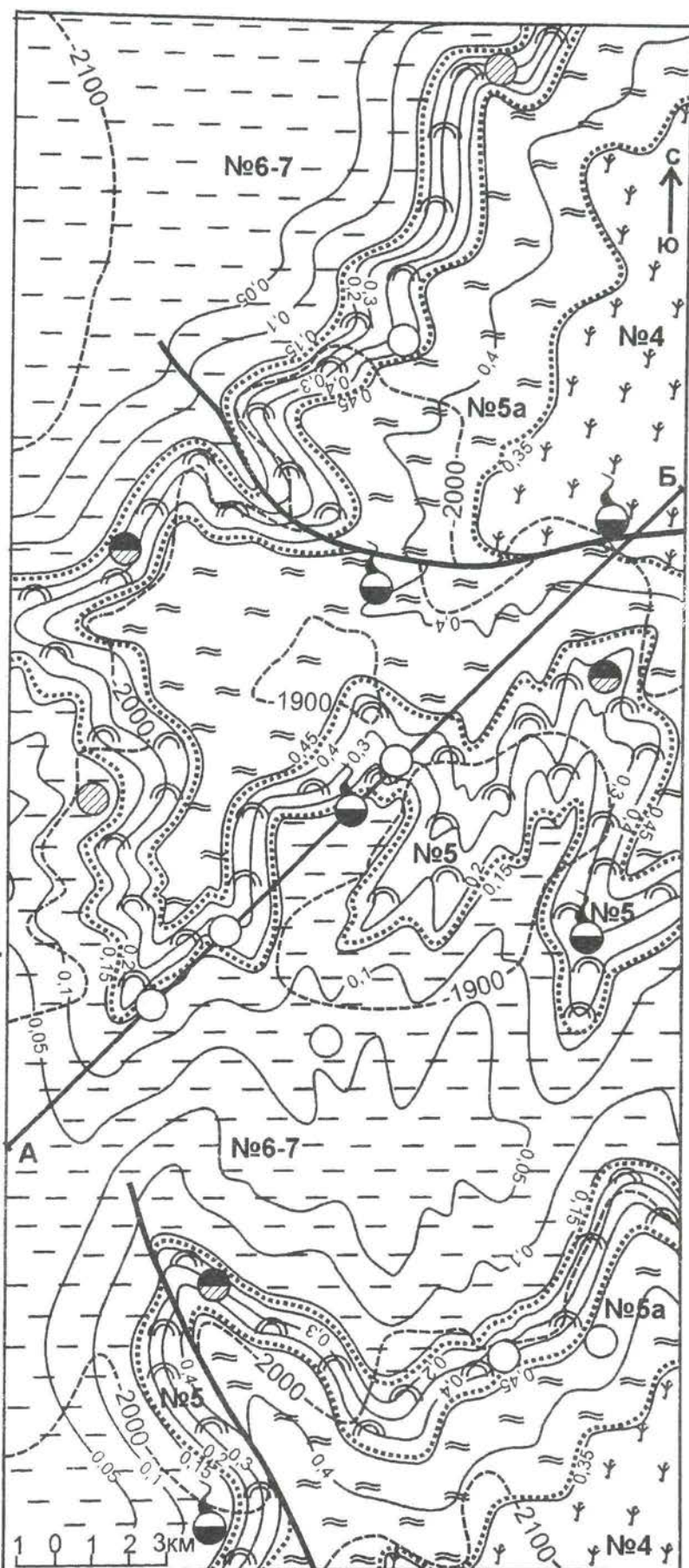


РИС. 50. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (АССЕЛЬСКИЙ И САКМАРСКИЙ ЯРУСЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЯРЕЙЮ, КОЛВИНСКИЙ МЕГАВАЛ). КАРТА.

FIG. 50. MODEL OF THE STRUCTURE OF NATURAL RESERVOIR (ASSELIAN AND SAKMARIAN STAGES, THE YAREYUSKOIE FIELD, THE KOLVIN MEGARAMPART). MAP.



На рис. 51 показано строение седиментационных циклитов в ассельско-сакмарских отложениях Ярейюского природного резервуара. 1-4 циклиты соответствуют ассельскому ярусу: 1, 2, 3 циклиты относятся к холодноложскому горизонту и содержат комплекс фузулинид, характерных для нижней фузулинидовой зоны *Schwagerina vulgaris*, *Sch. fusiformis* и средней – *Schwagerina moelleri*, *Pseudofusulina fecunda*; 4-ый циклит отвечает шиханскому горизонту и включает комплекс фузулинид, характерный для верхней фузулинидовой зоны – *Schaeroschwagerina sphaerica*, *Globifusulina firma*. 5 и 6 циклиты относятся к сакмарскому ярусу: отложения 5-ого циклита содержат комплекс мелких фузулинид-триптицесов, известных в отложениях тастубского горизонта Северного Тимана и Печорской синеклизы /30/; отложения 6-ого циклита характеризуются обедненным фораминиферовым комплексом, с доминированием мелких форм нодозарий и по положению в разрезе соответствуют стерлитамакскому горизонту. 1, 2, 3 циклиты представляют последовательность отложений, формирующихся в открытом шельфовом бассейне, и имеют двучленное строение. Нижний элемент сложен известковистыми глинами (ЛГТ № 41, см. табл. 1), мергелями (ЛГТ № 40), известняками пелитоморфными слабоглинистыми с редким детритом мшанок и брахиопод (ЛГТ № 39), характерными для отложений глубокого шельфа. Верхний элемент построен отложениями мелководных шельфовых равнин - известняками полидетритовыми (ЛГТ № 34) и биоморфно-полидетритовыми (ЛГТ № 33). Мощность циклитов составляет первые десятки метров. На рис. 51 в 1-ом и 2-ом циклитах из-за малой мощности не показан верхний, а в 3-ем нижний – элементы. 4-ый и 5-ый циклиты в градациях 4, 5а, 5 представляют последовательную смену биогермных известняков (мшанковых, ЛГТ № 5, ЛГТ № 9; водорослево-палеоаплизинных ЛГТ № 6; фораминиферово-водорослевых ЛГТ № 1) шлейфовыми известняками – крупнодетритовыми (ЛГТ № 22) и органогенно-обломочными (ЛГТ № 19). Мощность циклитов составляет несколько десятков метров. В градациях 6-7 зон-индексов 4-ый и 5-ый циклиты характеризуют последовательность литогенетических типов пород связанную с чередованием глинистых пелитоморфных известняков (ЛГТ № 55) с крупношламовыми известняками (ЛГТ № 46), спонголитами (ЛГТ № 45) известняками пелитоморфными с мелким детритом (ЛГТ № 48). 6-ой циклит представлен нижним элементом, развит в градациях 4, 5а и сложен комковатыми, комковато-детритовыми (ЛГТ № 71) мелкообломочными (ЛГТ № 72) известняками закрытого шельфа. В пределах месторождения состав и строение 1-го и 2-го циклитов почти не меняется от 4 до 7 зон-индексов. Строение 3-го, 4-го, 5-го циклитов резко меняется на границе 5 и 6 зон-индексов. В 3-ем циклите последовательность пород, характерная для открытого шельфа, а в 4-ом и 5-ом – для барьерного рифа меняются на последовательность пород характерных для обстановки склона бассейна.

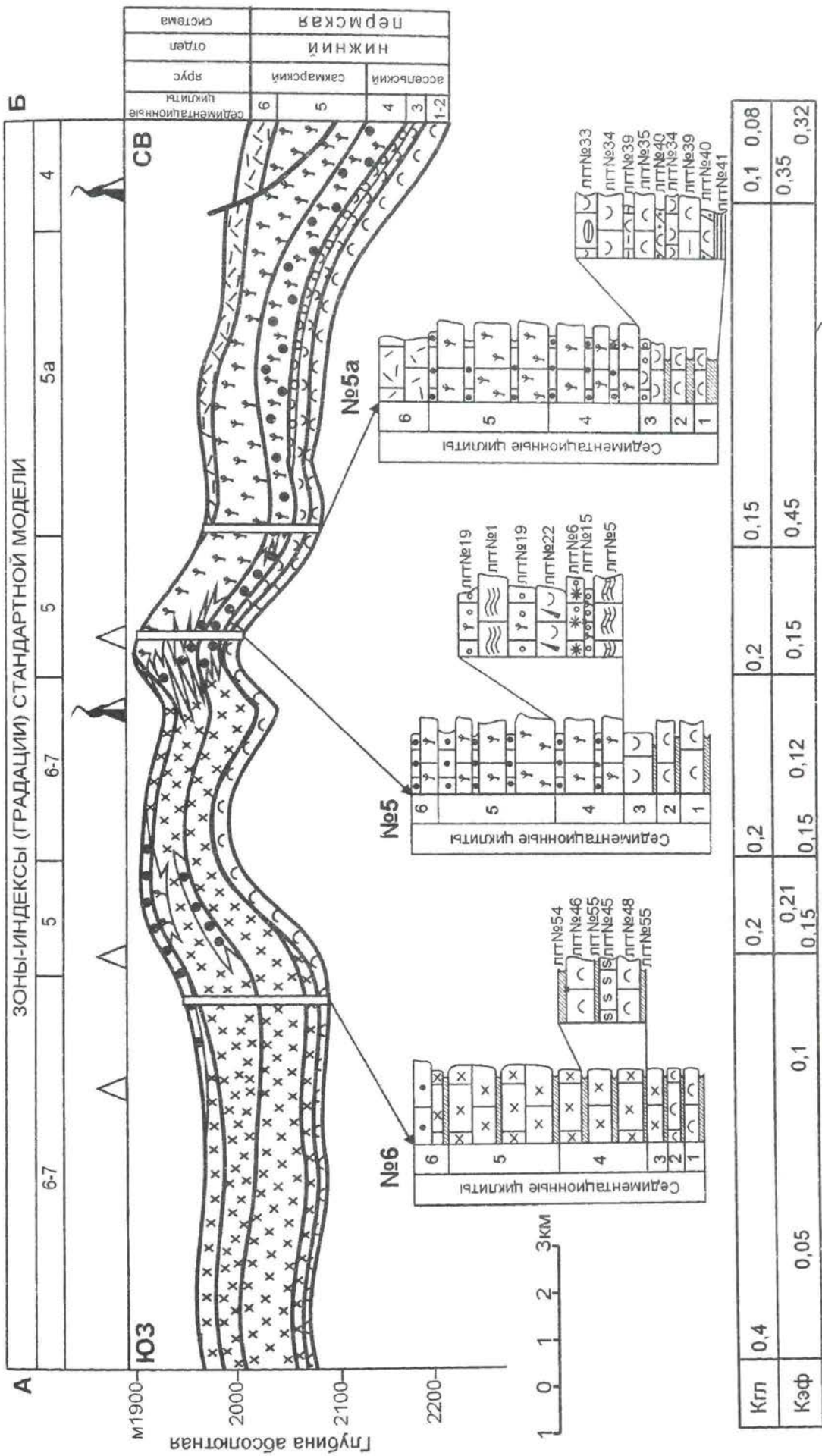


рис. 51. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (АССЕЛЬСКИЙ И САКМАРИЙСКИЙ ЯРУСЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЯРЕЙО, КОЛВИНСКИЙ МЕТАВАЛ). РАЗРЕЗ. SECTION OF THE STRUCTURE OF NATURAL RESERVOIR (ASSELIAN AND SAKMARIAN STAGES, THE YAREYUSKAYA FIELD, THE KOLVIN MEGAMARF). SECTION.

1-8. генетические типы карбонатных отложений: 1 - биогермные; 2 - нерасчлененные биогермные и шлейфовые отложения; 3 - шлейфовые; 4 - нерасчлененные шлейфовые и мелководных шельфовых равнин; 5 - глубоководных шельфовых равнин; 6 - мелководных шельфовых равнин; 7 - закрытого шельфа; 8 - склона бассейна; 9 - границы циклов; 10 - прочие циклы; 11 - разрывные нарушения; 12-13. скважины, результаты испытания; 12 - нефть и газ; 13 - нет данных; 14 - номер литогенетического типа (условные обозначения и диагностику см. в табл. 1); 15 - номер градации стандартной модели.

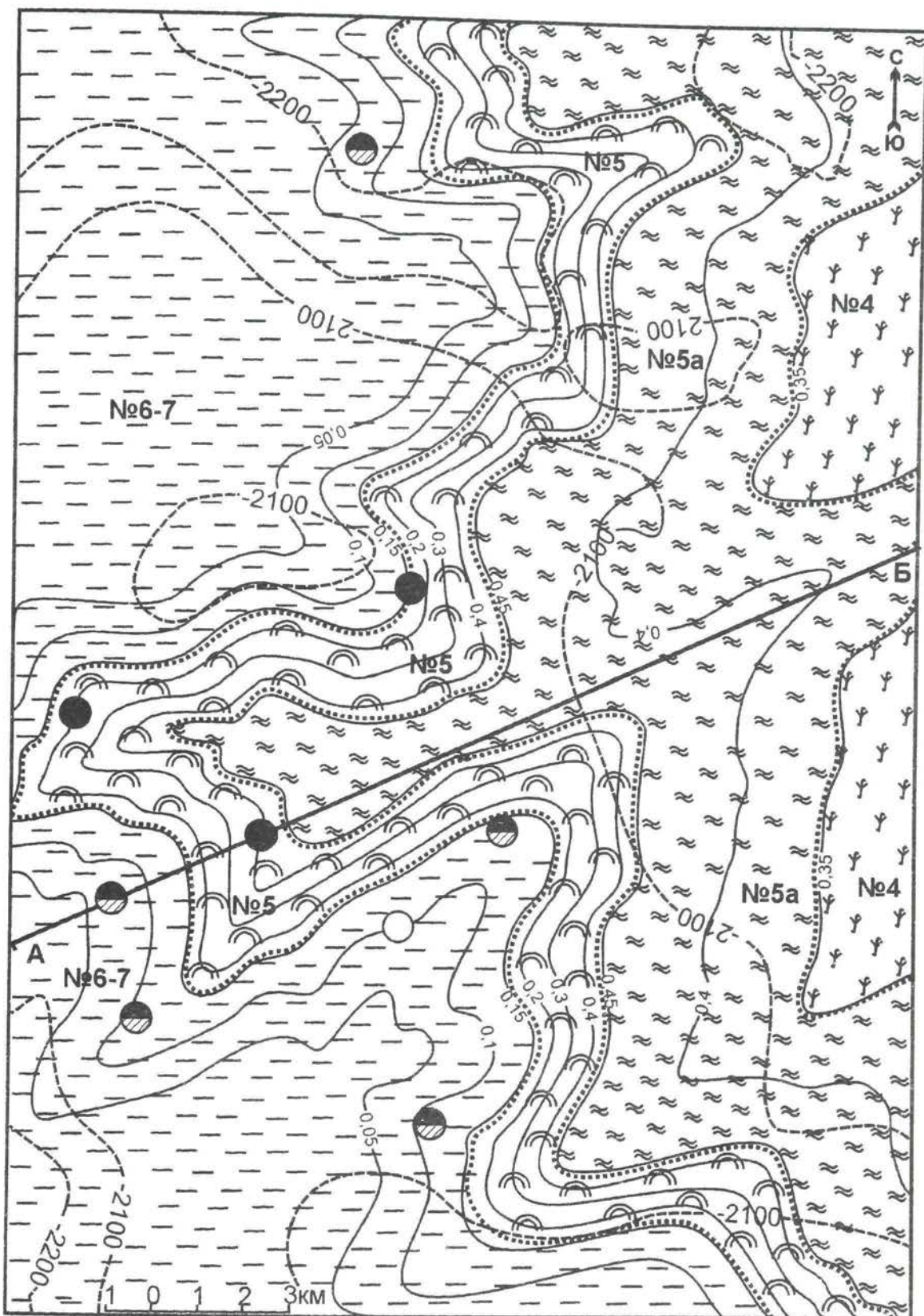


На **рис. 52** приведена модель строения Северо-Харьягинского нефтяного месторождения, расположенного в центральной части Колвинского нефтегазоносного района и приуроченного к ассельско-сакмарским отложениям нижней перми.

Месторождение расположено в центральной части Колвинского мегавала. Размер одноименной структуры равен 7,5 км х 4-5,3 км, при высоте 26,5 м.

В строении резервуара участвуют отложения рифовой группы, открытого шельфа, склона бассейна, разрезы, слагающие в различных сочетаниях 4, 5а, 5, 6 и 7 градации. Зона-индекс 4 распространена на востоке территории. Зоны 5а и 5 протягиваются полосой с севера на запад и с запада на юго-восток. Градации 6-7 развиты на северо-западе, юго-западе и юго-востоке территории. Породы-коллекторы представлены биогермными водорослевыми и шлейфовыми органогенно-обломочными известняками. Тип коллектора – поровый, каверно-поровый и каверново-трещинный. Размеры пор изменяются от 0,05 до 1 мм, размер каверн достигает 3 мм. Трещины различно ориентированные. Ширина трещин 15-20 мкм, форма слабоизвилистая. Среднее значение пористости в нефтенасыщенной части разреза - 15,4%, а с учетом каверновой составляющей – 19,2%. Флюидоупором служат известковые глины мощностью 0,5-0,6 м артинского яруса. Залежь пластовая, приурочена к сводовой части брахиантиклинальной складки.

Природный резервуар Северо-Харьягинского нефтяного месторождения является одним из немногих примеров нижнепермских карбонатных отложений, седиментационная структура которых почти не изменена вторичными процессами. На карте видно, что собственно нефтяная залежь приурочена к зонам с максимальными значениями Кэф (0,20-0,40), обусловленного высокими содержаниями пород-коллекторов рифовой группы. Нефтеводяной контакт прослежен в скважинах, вскрывших разрезы склона рифовой системы (зоны-индексы 5-6).



1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 №5a 11 А-Б 12

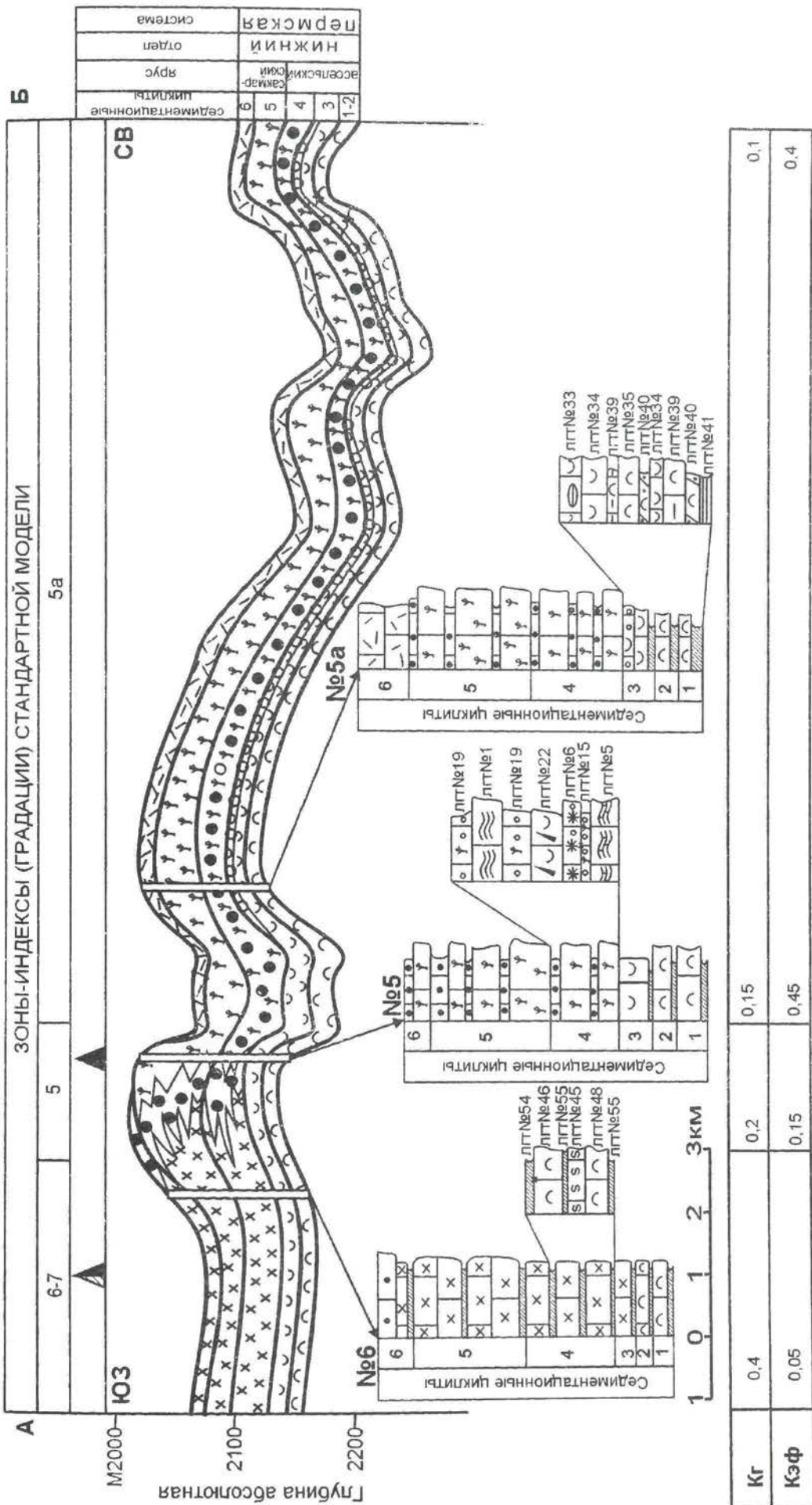
РИС. 52. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (АССЕЛЬСКИЙ И САКМАРСКИЙ ЯРУСЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ СЕВЕРНАЯ ХАРЬЯГА, КОЛВИНСКИЙ МЕГАВАЛ). КАРТА.

FIG. 52. MODEL OF THE STRUCTURE OF NATURAL RESERVOIR (ASSELIAN AND SAKMARIAN STAGES, THE NORTH KHARAGINSKAYA FIELD). MAP.

1-4. зоны-индексы (градации): 1 - №4: рифовых отложений 43-52%, закрытого шельфа 14-18%; Кэф = 0,3-0,4; Кгл = 0,1-0,08; 2 - №5а: рифовых отложений 52-62%, закрытого шельфа 0-14%; Кэф = 0,35-0,45; Кгл = 0,1-0,14; 3 - №5: рифовых отложений 10-62%, закрытого шельфа 0%; Кэф = 0,45-0,1; Кгл = 0,14-0,2; 4 - №6-7: рифовых отложений до 10%, отложений склона 70-80%; Кэф = 0,1-0,05; Кгл = 0,2-0,45; 5-7 - результаты испытания скважин: 5 - нефть; 6 - нефть и вода; 7 - нет данных; 8 - границы зон-индексов; 9 - изогипсы по кровле ассельско-сакмарских карбонатов; 10 - изолинии Кэф; 11 - номера зон-индексов; 12 - линия разреза (см. рис. 53).



На **рис. 53** показано строение и состав седиментационных циклитов в ассельско-сакмарских отложениях в Северо-Харьятинском природном резервуаре. 1-4 циклиты соответствуют ассельскому, 5-6 – сакмарскому ярусам. 1, 2, 3 циклиты представляют последовательность отложений, характерных для обстановки открытого шельфа, 4 и 5 – для барьерного рифа, 6 – для закрытого шельфа. Строение и состав циклитов дается в объяснении к рис. 51.



**Рис. 53. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (АСЕЛЬСКИЙ И САКМАРСКИЙ ЯРУСЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ СЕВЕРНАЯ ХАРЬГА, КОЛВИНСКИЙ МЕТАВАЛ), РАЗРЕЗ.**  
**THE STRUCTURE OF THE NATURAL RESERVOIR (ASSELIAN AND SAKMARIAN STAGES, THE NORTH KNARAGINSKAYA FIELD, THE KOLVIN MEGARAPART), SECTION.**

1-8. генетические типы карбонатных отложений; 9 - биогермные; 10 - нерасчлененные биогермные и шлейфовые отложения; 11 - шлейфовые; 12 - нерасчлененные шлейфовые и мелководных шельфовых равнин; 13 - мелководных шельфовых равнин; 14 - закрытого шельфа; 15 - склона бассейна; 16 - границы циклов; 17 - прочие границы; 18-20. скважины, результаты испытания; 21 - нефть и газ; 22 - нет данных; 23 - номер литогенетического типа (условные обозначения и диагностика стандартной модели).

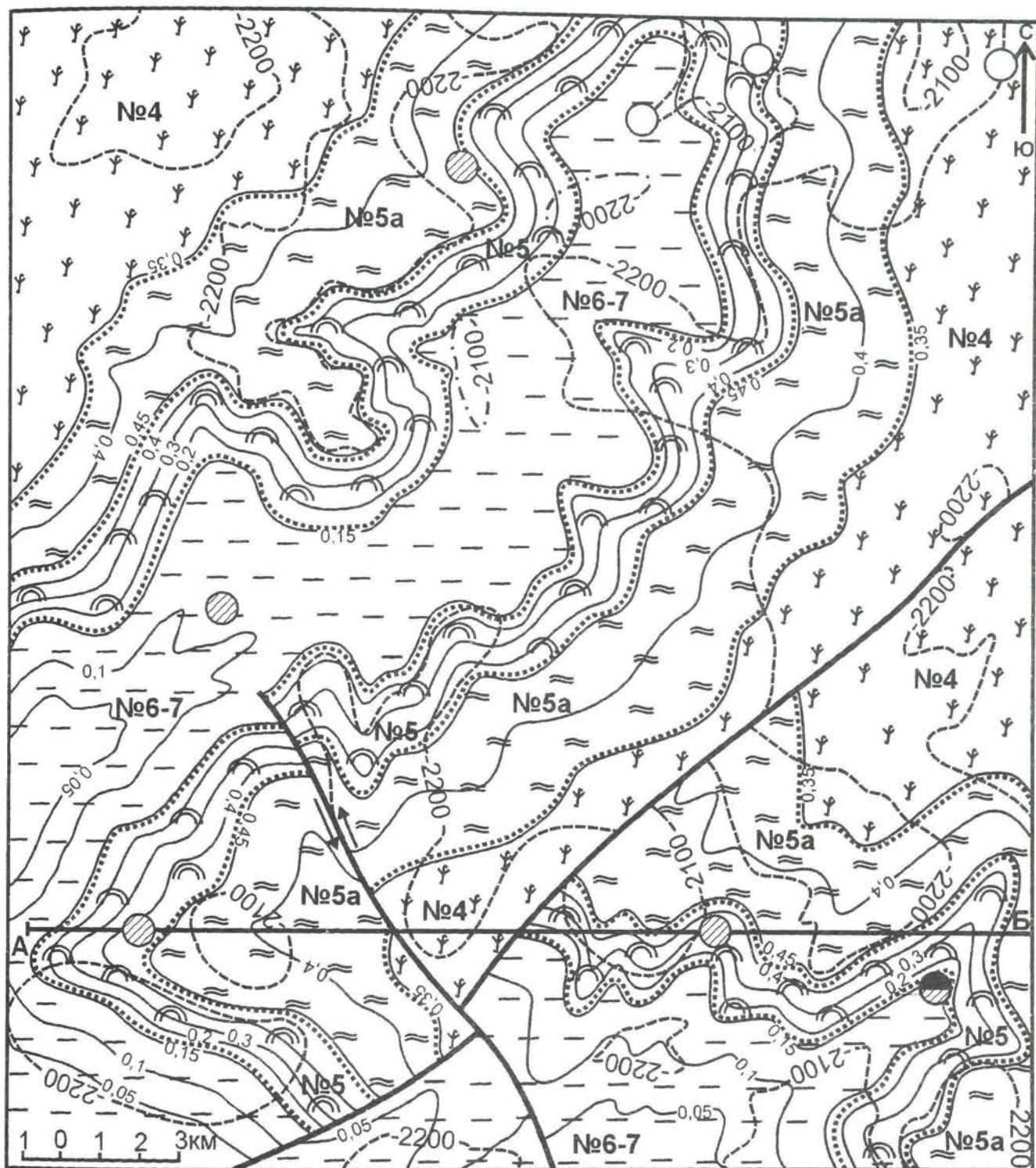


На рис. 54 и 55 приведена модель строения Сарутаюского нефтяного месторождения, приуроченного к ассельско-сакмарским карбонатным отложениям и расположенного в центральной части Колвинского нефтегазоносного района, относящегося к Печоро-Колвинской нефтегазоносной области.

Месторождение находится (рис. 54) в центральной части Колвинского мегавала. Оно связано с одноименной антиклинальной структурой северо-западного простирания. Поисковыми и разведочными скважинами вскрыты отложения от верхнедевонских до четвертичных общей мощностью 3508 м. В ассельско-сакмарском карбонатном резервуаре УВ установлены отложения рифовой группы, открытого и закрытого шельфов, склона бассейна. По соотношению в разрезах генетических типов отложений, величинам коэффициентов глинистости и эффективных толщин в разрезах скважин определены градации 4, 5, 5а, 6, 7 и установлен характер их распространения на площади.

На большей части листа развита карбонатная подформация (градации 4, 5а, 5), содержащая отложения ассельско-сакмарской барьерной рифовой системы. Карбонатно-глинистые отложения 6-ой-7-ой градаций образуют узкий залив, прорезающий поле рифовых карбонатов с юго-запада на северо-восток в центральной части листа. В южной части карты выделяются два нарушения, смещающих границы зон-индексов. В результате зоны-индексы 4 и 5а контактируют с зонами 6-7, нарушая модельную последовательность градаций. В пределах месторождения ассельско-сакмарская формация осложнена малоамплитудными положительными структурами. На Сарутаюском месторождении тип залежи – массивный. Ловушка – структурно-литологическая с тектоническим экранированием.

Породы-коллекторы представлены биоморфно-детритовыми, детритовыми, органогенно-обломочными известняками. Тип коллектора поровый, трещинно-поровый. Значения открытой пористости изменяются от 4% до 17%. Флюидоупором служат известковистые глины артинского яруса.



1 2 3 4 5 6 7 8 9 -2100 10 11  
 №5a 12 А—Б 13

РИС. 54. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (АССЕЛЬСКИЙ И САКМАРСКИЙ ЯРУСЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ САРУТАЮ, КОЛВИНСКИЙ МЕГАВАЛ). КАРТА.

FIG. 54. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE NATURAL RESERVOIR (ASSELIAN AND SAKMARIAN STAGES, THE SARUTAYSKAYA AREA, THE KOLVIN MEGARAMPART). MAP.

1-4 - зоны-индексы (градации): 1 - №4: рифовых отложений 43-52%, закрытого шельфа 14-18%; Кэф = 0,3-0,4; Кгл = 0,1-0,08; 2 - №5а: рифовых отложений 52-62%, закрытого шельфа 0-14%; Кэф = 0,35-0,45; Кгл = 0,1-0,14; 3 - №5: рифовых отложений 10-62%, закрытого шельфа 0%; Кэф = 0,45-0,1; Кгл = 0,14-0,2; 4 - №6-7: рифовых отложений до 10%, отложений склона 70-80%; Кэф = 0,1-0,05; Кгл = 0,2-0,45; 5-7 - скважины, результаты испытания: 5 - нефть и вода; 6 - вода; 7 - нет данных; 8 - границы зон-индексов; 9 - разрывные нарушения; 10 - изогипсы по кровле ассельско-сакмарских карбонатов; 11 - изолинии Кэф; 12 - номера зон-индексов; 13 - линия разреза (см. рис. 55).



На **рис. 55** показано строение седиментационных циклитов, развитых в ассельско-сакмарских отложениях Сарутаюского природного резервуара. Описание циклитов дается в объяснении к рис. 51.

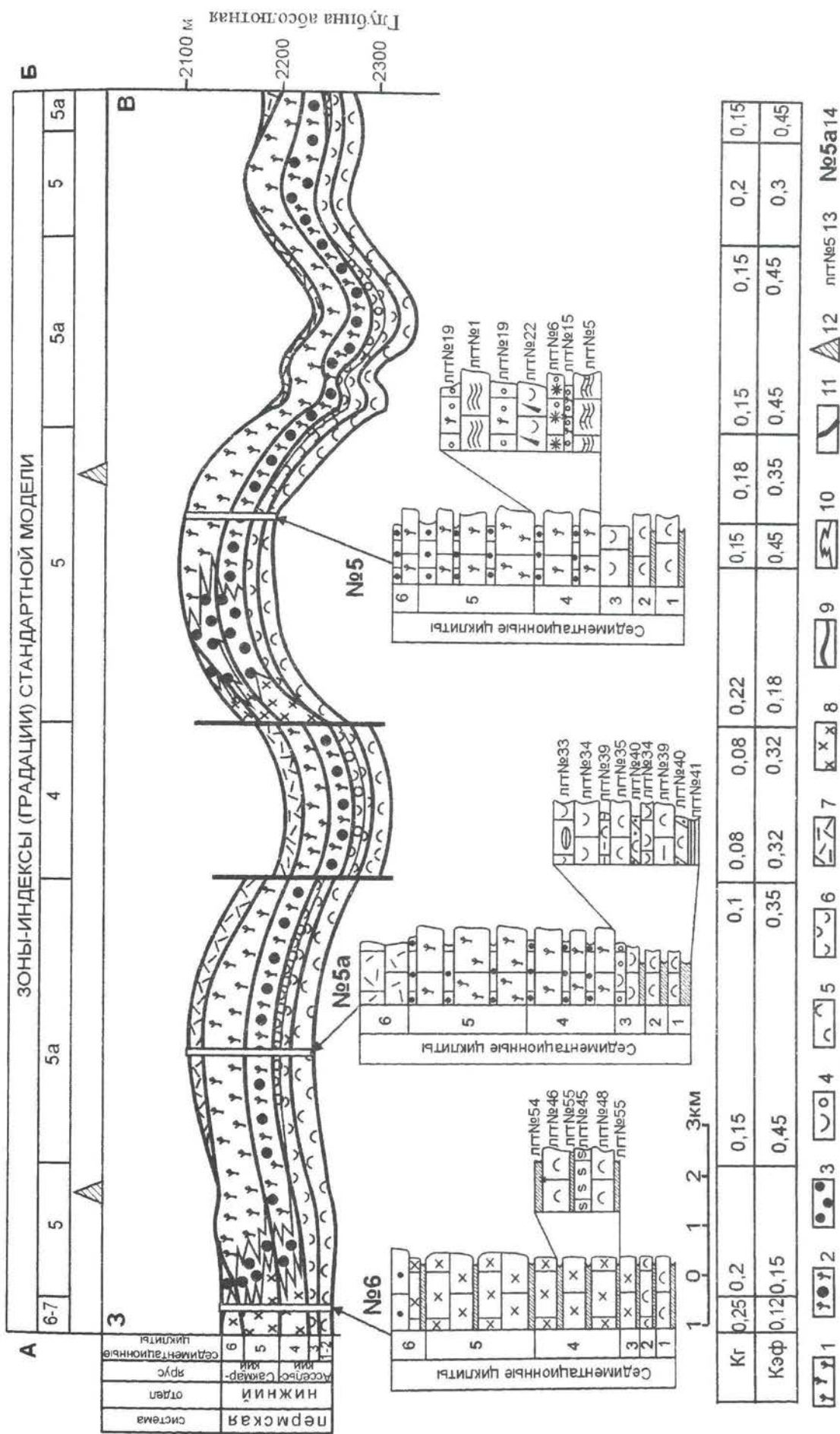


рис. 55. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (АССЕЛЬСКИЙ И САКМАРСКИЙ ЯРУСЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ САРУАЮ, КОЛВИНСКИЙ МЕГАВАЛ). РАЗРЕЗ.

FIG. 55. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE NATURAL RESERVOIR (ASSELIAN AND SAKMARIAN STAGES, THE SARATAYSKAYA AREA, THE KOLVIN MEGARAMPART) SECTION.

1-8 - генетические типы карбонатных отложений: 1 - биогермные; 2 - нерасчлененные биогермные и шлейфовые отложения; 3 - шлейфовые; 4 - нерасчлененные шлейфовые и мелководных шельфовых равнин; 5 - глубоководного шельфа; 6 - мелководных шельфовых равнин; 7 - закрытого шельфа; 8 - склона бассейна; 9 - границы циклов; 10 - прочие границы; 11 - разрывные нарушения; 12 - скважины, результаты испытания - вода; 13 - номер литогенетического типа (условные обозначения и диагностику см. в табл. 1); 14 - номер градации стандартной модели.



Карта распространения верхнефранских формаций, изображенная на **рис. 56** дает представление об основных закономерностях распределения типов, комплексов формаций, подформаций в пределах Печорской плиты, Тимана, Северного Урала и Пай-Хоя. На большей части Тимана развиты песчано-глинисто-алевритистые формации. На востоке Тиманского поднятия (на Восточно-Тиманском мегавале) в обнажениях установлена карбонатная формация, подразделяющаяся на карбонатную, терригенно-сульфатно-карбонатную и карбонатно-глинистую подформации. Верхнефранские отложения на Тимане залегают неглубоко, на значительных участках выходят на поверхность или размыты. Залегание осложнено многочисленными разрывными нарушениями сбросо-взбросового, реже надвигового и сдвигового характера амплитудой до сотен метров и вытянутыми складками северо-западного простирания.

На всей территории Печорской плиты, включая Предуральский прогиб, развита карбонатная формация, в которой выделяется три подформации – карбонатная, содержащая рифовые образования (градации 2-5); терригенно-сульфатно-карбонатная, которая представлена карбонатными отложениями без пластов сульфатов (градации 1а-1з), с прослоями глин и песчаников (градации 1и; 1к); и глинисто-карбонатная (градации 6-9). Карбонатная подформация по результатам бурения многочисленных скважин и данных сейсморазведки прослежена в южной части Ижма-Печорской впадины, в центральной части Печоро-Колвинского авлакогена, в Хорейверской впадине, в северной части Варандей-Адзвинской зоны и отделяет область распространения глинисто-карбонатных отложений (6-9 градаций) от терригенно-карбонатных (градации 1а-1и). Отдельные фрагменты карбонатной подформации выходят на поверхность в гряде Чернышева, вскрыты скважинами на юге Хорейверской впадины и прогнозируются в Косью-Роговской и Верхнепечорской впадинах Предуральского прогиба. Терригенно-сульфатно-карбонатная подформация развита в северной части Ижма-Печорской впадины, на Малоземельско-Колгуевской моноклинали, на севере Печоро-Колвинского авлакогена и Хорейверской впадины (см.рис.42). Зоны-индексы 1и и 1к прослежены на западе Ижма-Печорской впадины. Глинисто-карбонатная подформация находится в южной части Ижма-Печорской впадины, на юге Хорейверской впадины и Печоро-Колвинского авлакогена, а также в Предуральском прогибе. Мощность карбонатной формации изменяется от 200 до 500 метров и только в южной части Печоро-Колвинского авлакогена достигает 900 м. Увеличение мощности возможно связано со сдвоением разреза по пологим разрывным нарушениям в приразломной бортовой зоне авлакогена. Максимальные мощности формации приурочены ко 2-ой-5-ой градациям, отложения которых содержат рифовые массивы. В области развития глинисто-карбонатной подформации мощность сокращается до 30-40 м. Верхняя часть верхнефранских отложений уничтожена размывом в притиманской части Ижма-Печорской впадины и на отдельных поднятиях в зонах развития рифовой системы в Печоро-Колвинском авлакогене и в Хорейверской впадине.

Карбонатно-глинистые формации Западного Урала и карбонатная формация Тимано-Печорской плиты имеют тектонические контакты по Главному Западно-Уральскому надвигу. Наиболее четко они проявлены на юге листа, южнее р. Илыч, где в соседних тектонических блоках залегают различные градации карбонатной формации Печорской плиты (2-5, 1в-1а и другие) и карбонатно-глинистые формации Западного Урала. Слабее выражены тектонические контакты на участках, где карбонатно-глинистые отложения 7-9 градаций карбонатной формации контактируют с карбонатно-глинистыми формациями Урала.

Наиболее существенные разрывные дислокации в пределах Печорской плиты, нарушающие закономерную последовательность градаций карбонатной формации, наблюдаются на западном склоне Печоро-Колвинского мегавала, на гряде Чернышева, вдоль западной границы Ижма-Печорской впадины. В результате перемещений по разлому в центральной части Печоро-Колвинского мегавала из формационной последовательности полностью выпадает карбонатная подформация. По Вуктыльско-Полюдовскому взбросу /5, 74, 75/, протягивающемуся западнее Вуктыльской структуры, в Предуральском прогибе на юге Тимано-Печорской плиты и севере Волго-Уральской антеклизы терригенные песчано-глинисто-алевритистые и терригенно-карбонатные формации надвинуты на карбонатно-глинистую подформацию. Серия разрывных дислокаций, разбивающая карбонатную формацию на блоки и установленная по смещению границ карбонатной подформации, наблюдается на юге Ижма-Печорской впадины, в Печоро-Колвинском авлакогене, в Варандей-Адзвинской зоне. Ряд нарушений установлен при детальном картировании строения карбонатной формации Хорейверской впадины.

В Ижма-Печорской впадине франские карбонаты залегают на большей части территории на глубинах 1000-2000 м. К западу, в сторону Тиманского кряжа они поднимаются до дневной поверхности. Наибольшие глубины залегания (до 2500-3000 м) отмечаются по восточному борту впадины. Отдельные структуры, как правило, имеют изометричную форму, и их амплитуда составляет 50-100 м, реже до 150 м.

В Печоро-Колвинском авлакогене глубина залегания франских карбонатов меняется от 500-600 м на валах и до 3500-4000 м во впадинах. Большая часть структур имеет удлиненную форму и вытянута субпараллельно валам, окаймляющим впадины. Амплитуда отдельных структур достигает 200-300 м. Валы, окаймляющие Печоро-Колвинский авлакоген, разбиты многочисленными разрывными нарушениями, идущими параллельно краям валов. Амплитуда отдельных разрывов достигает 300-500 м и более. Разрывы в центральной части авлакогена



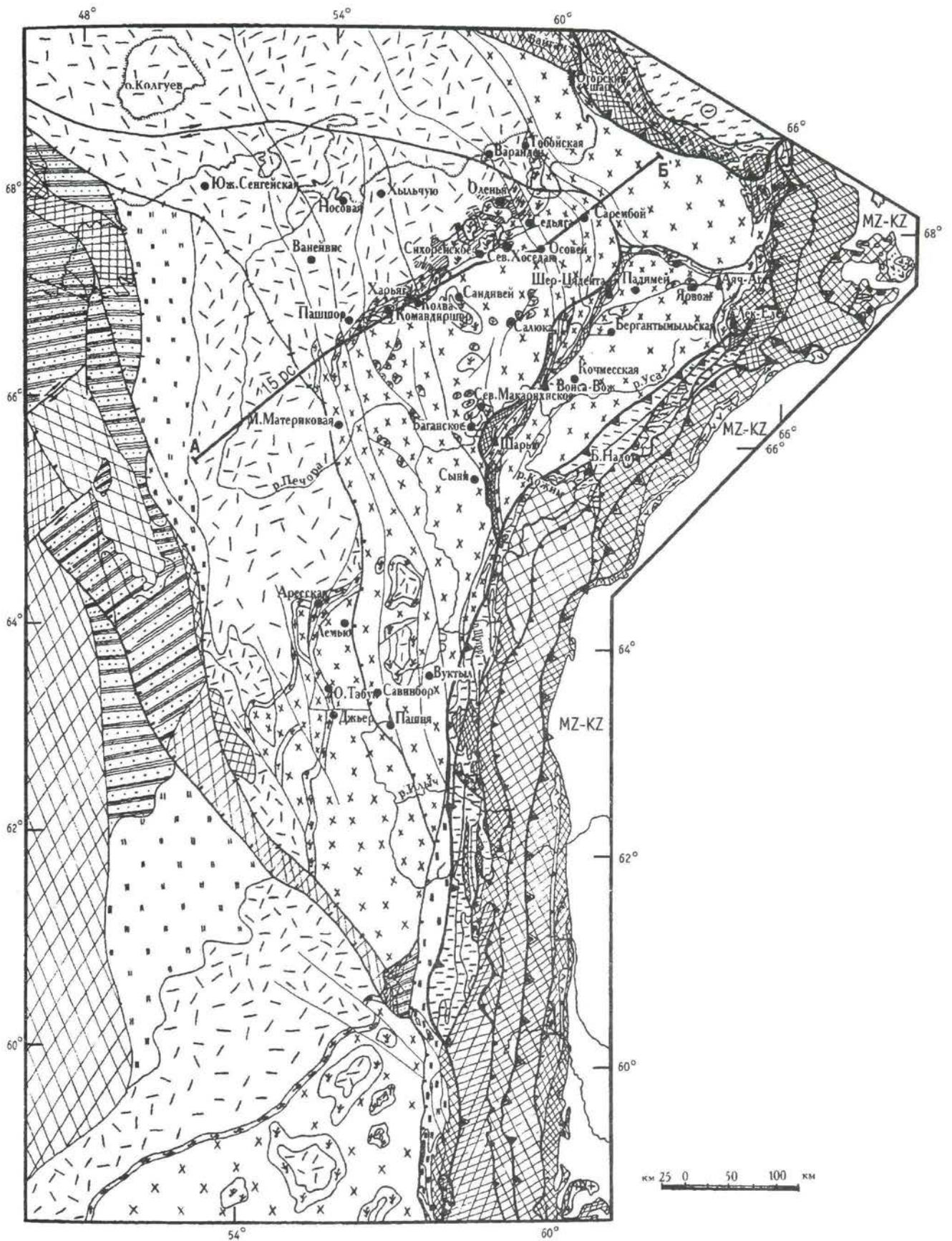


РИС. 56. КАРТА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВЕРХНЕФРАНСКИХ ФОРМАЦИЙ ПЕЧОРСКОЙ ПЛИТЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ РАЙОНОВ ВОЛГО - УРАЛЬСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ, ПАЙ - ХОЯ, УРАЛА И ТИМАНА.

FIG. 56. MAP OF THE STRUCTURE OF UPPER FRASNIAN FORMATIONS OF THE PECHORA PLATE AND THE ADJACENT REGIONS OF THE VOLGA - URALS ANTEKLISE, THE PAI - HOI, THE URALS AND THE TIMAN.

Условные обозначения на рис. 46.



имеют амплитуду до 100 м. Горизонтальная амплитуда крупных разрывных нарушений по краям авлакогена, оцениваемая размерами смещений стандартных зон-индексов, может достигать нескольких километров.

В Хорейверской впадине франские карбонатные отложения залегают на глубинах 2500-4000 м. Структуры имеют изометричную форму. Амплитуда структур составляет в среднем 50-100 м.

В Варандей-Адзвинской зоне глубина залегания франских отложений варьирует от 1,5-2 км на валах и до 3,5-4 км во впадинах. Валы северо-западного простирания образованы крупными взбросо-надвигами амплитудой более 5 км и осложнены более мелкими оперяющими нарушениями. По надвигу, проходящему вдоль западной границы Варандей-Адзвинской зоны, франские и более древние отложения надвинуты на восточный край Хорейверской впадины. По этому надвигу глинисто-карбонатная подформация надвинута на карбонатную подформацию в районе Ярейягинской и Седьягинской структур. Во впадинах развиты пологие разрывные нарушения, идущие параллельно основным надвигам. Превышение валов над впадинами составляет 1,5-2 км. Структуры имеют вытянутую форму, длинная ось которых идет субпараллельно валам. Амплитуда структур достигает 300-400 м. В северной части Варандей-Адзвинской зоны и Хорейверской впадины отмечается нарушение сдвигового характера (рис. 42,56), по которому блок с карбонатной подформацией на Варандейской структуре вдвинут глубоко в область развития терригенно-сульфатно-карбонатной подформации.

Верхнефранские отложения в Предуральском прогибе залегают на глубинах от 2-3 км до 8 км. На некоторых участках вблизи Урала они выведены на дневную поверхность. Залегание, как правило, осложнено многочисленными разрывными нарушениями, по которым контактируют различные подформационные подразделения и формации. Среди разрывов преобладают надвиговые и взбросовые дислокации амплитудой до десятков километров, ориентированные приблизительно субпараллельно краям прогиба. Наибольшая нарушенность наблюдается в Коротайхинской впадине (см. рис.42). Структуры, как правило, имеют вытянутую форму и расположены вдоль разрывных нарушений. Амплитуда структур достигает 200-500 метров. Превышение валов над впадинами нередко составляет 1,5-2 км.

На Урале выделяются две зоны, резко различающиеся по составу формаций – западная и восточная. В центральной части Урала на поверхность выходят более древние отложения, франские отложения отсутствуют (см. рис. 56). В западной зоне Урала развиты комплексы карбонатно-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых формаций. Они залегают в серии аллохтонов и глубоко надвинуты на карбонатную формацию Тимано-Печорской плиты. Контакты между двумя комплексами формаций исключительно тектонические, по надвиговым дислокациям. Залегание формаций осложнено многочисленными более мелкими разрывными нарушениями и складчатостью. Амплитуда перемещений по системе надвигов может достигать ста километров, судя по тому, что карбонатно-кремнисто-глинистые и карбонатно-глинистые формации надвинуты на первые градации карбонатной формации.

На восточном Урале франские осадочные формации присутствуют только в виде отдельных фрагментов комплекса карбонатно-вулканогенных формаций. Большая часть выходов представлена вулканогенной базальт-андезитобазальтовой составляющей. Карбонатная составляющая в виде рифовых массивов отмечена только на широте Полюдова камня, вблизи пересечения 60 меридиана и 60 параллели. На востоке Полярного Урала выделяется поле развития песчано-галечниково-базальтовой формации. Место этой формации в формационных рядах пока еще не ясно. Кроме осадочных формаций на Урале присутствуют верхнедевонские магматические формации, охватывающие и франский интервал. На Пай-Хое в центральной части, а южнее на востоке Уральской складчатой системы прослеживается серия небольших габбро-диорит-гранодиоритовых, габбро-диорит-диабазовых и гранодиоритовых интрузий.



Для франских карбонатных отложений северной части Тимано-Печорского региона в атласе приведены модели по двум контрастным в тектоническом отношении структурам: Колвинскому мегавалу и Хорейверской впадине. Эти структуры сопряжены в пространстве и граничат друг с другом по системе разрывных нарушений северо-западного простирания. Колвинский мегавал входит в состав Печоро-Колвинского авлакогена - наиболее тектонически активной и дислоцированной зоны Тимано-Печорской плиты. Хорейверская впадина (в палеоструктуре – Большеземельский палеосвод), напротив, является наиболее стабильной и малонарушенной структурой.

На рис. 57 приведена типовая модель франских отложений Хорейверской впадины.

В составе среднефранского карбонатного комплекса Хорейверской впадины выделяются карбонатно-глинистые отложения саргаевского горизонта и преимущественно карбонатные отложения доманикового горизонта. Верхнефранский интервал представлен снизу вверх отложениями: ветласянского, сирачойского, евлановского и ливенского горизонтов. Карбонатная формация во всех фациальных зонах подразделяется на две части – нижнюю и верхнюю. Нижняя, соответствующая этапу карбонатной седиментации в условиях открытого полого погружающегося шельфа (стадия рампы) сложена отложениями верхних слоев саргаевского, доманикового, ветласянского и базальных слоев сирачойского горизонта. Характерны латеральные последовательности генетических типов отложений открытого шельфа и четко выраженная седиментационная цикличность 3 порядка, обусловленная эвстатическими колебаниями уровня моря. Седиментация карбонатных пород сирачойского, евлановского и ливенского горизонтов происходила в условиях закрытого шельфа, экранированного барьерной рифовой системой. Отложения этого возраста отличаются повышенным содержанием биогенных карбонатов, резкими колебаниями мощности, слабым проявлением ритмичности строения горизонтов, наличием местных размывов и горизонтов переотложенных карбонатов. Породы-коллекторы сосредоточены главным образом в верхней части карбонатной формации (см. рис. 57). Формация подстилается терригенными отложениями тиманско-нижнесаргаевского возраста, а перекрывается с размывом карбонатно-глинистыми отложениями, являющимися базальной пачкой нижнефранского карбонатного комплекса.

На модели показана закономерная последовательность типов разрезов (градаций) от зоны 1г до 9-ой. По соотношению в разрезе отложений различного генезиса и значениям коэффициента глинистости выделяются три подформации:

1. Глинисто-карбонатная (градации 6, 7, 7а, 8, 8а, 9), в которой преобладает группа склоновых отложений (до 76% от общей мощности разреза). Градации характеризуются повышенными значениями Кг, отсутствием пластов пород-коллекторов, широким развитием пелитоморфных, шламовых известняков, содержащих богатые комплексы микрофауны.
2. Карбонатная подформация шельфа, в составе которой выделяются отложения верхнефранской барьерной рифовой системы. Разрезы барьерной рифовой системы (градации 2-5) отличаются преобладанием отложений рифовой группы в сирачойском, евлановском и ливенском горизонтах. Наблюдается смещение рифов вверх по разрезу от 2-ой градации к 5а. В отложениях верхнего франа выделяется 5 интервалов, которым соответствуют рифовые массивы, разделенные поверхностями перерывов. Отложения саргаевского, доманикового, ветласянского и сирачойского горизонтов представлены детритовыми и глинистыми известняками открытого шельфа. Градация 1а характеризуется сочетанием в разрезе отложений трех генетических групп примерно в равных количествах: отложений закрытого шельфа (23% от 100% мощности разреза), открытого шельфа (40%), прибрежно-морских (31%). Отложения рифовой группы представлены органогенно-обломочными известняками тыловых рифовых шлейфов и составляют всего 6% от общей мощности градации. Строение карбонатной подформации в области рифового склона (5 градация) отличается сочетанием умеренно-глубоководных отложений склона бассейна (от 35% до 47%), биогермных и шлейфовых обломочных карбонатов рифовой группы (от 30% до 40%).
3. Терригенно-сульфатно-карбонатная прибрежная подформация сложена приливно-отливными отложениями прибрежной группы (от 37% в градации 1г до 56% в градации 1г), отложениями закрытого шельфа (до 20% в градации 1б) и открытого глубокого шельфа (от 40% до 43% в градациях 1б, 1е и 1г).

Минимальные значения коэффициента глинистости характерны для карбонатной подформации во 2-ой – 5а градациях (Кг – от 0,10 до 0,15). В разрезах, соответствующих склону барьерной рифовой системы (градация 5), Кг увеличивается до 0,20 и далее от 6-ой к 9-ой градации возрастает от 0,30 до 0,60 вследствие постепенного сокращения мощности отложений и последовательного выклинивания пластов обломочных, детритовых и шламовых известняков. В терригенно-сульфатно-карбонатной подформации по направлению к крайним прибрежным типам разрезов также происходит увеличение значений Кг в результате уменьшения мощности карбонатных пластов и увеличения мощности и количества глинистых пачек. Максимальные значения этого параметра характерны для градации 1г – 0,44. По направлению к 1а зоне значения Кг снижаются до 0,20.

В отличие от стандартной модели (см. рис. 7) франские отложения Хорейверской впадины в зонах 1а-1б характеризуются повышенными значениями Кг, отсутствием пластов и пачек сульфатов в градации 1б и большим содержанием приливно-отливных отложений в градациях 1г-1б, что объясняется сокращенным объемом формации вследствие размыва верхней части франских отложений.



Коэффициент эффективной толщины разрезов (Кэф) определяет соотношение в разрезе карбонатных пород с различными значениями коэффициентов пористости. В Хорейверской впадине наилучшими коллекторскими свойствами обладают отложения рифовой группы: некоторые типы каркасных биогермных известняков и обломочные шлейфовые карбонаты, а также комковатые и оолитовые известняки и доломиты закрытого шельфа. Наиболее высокие значения коэффициента открытой пористости (до 18%) свойственны обломочным известнякам тыловых рифовых шлейфов. Биогермные отложения чаще представлены плотными породами. Поэтому в разрезах градаций 2-5, соответствующих зонам развития барьерных рифов, наибольшие значения Кэф характерны для отложений 2 и 3 градаций, где среди рифовой группы широко развиты отложения тыловых рифовых шлейфов. Второе место по емкостным свойствам занимают разрезы градации 1а, в которых породы-коллекторы представлены комковатыми и комковато-водорослевыми известняками подвижных вод закрытого шельфа.

Мощность средне-верхнефранских отложений зависит от соотношения в разрезе карбонатов различного генезиса. В разрезах барьерной рифовой системы (градации 2-5) мощность разреза меняется от 496 м до 408 м. При переходе к разрезам склона бассейна (от 5-ой к 6-ой градации) наблюдается наибольший градиент изменения мощности от 440 м до 296 м на 500 м ширины зоны. Далее на глубоком склоне бассейна (зоны-индексы 7-9) мощности разрезов постепенно убывают. Мощность отложений в 8-9 градациях не превышает 49-50 м. Постепенное уменьшение мощности средне-верхнефранских отложений характерно для терригенно-карбонатной прибрежной подформации. Минимальные ее значения наблюдаются в разрезах зоны-индекса 1е – 314 м. Седиментационные градиенты маленькие, что объясняется большими значениями ширины зон седиментации.

Наиболее высокие значения градиента наблюдаются при переходе от 2-ой к 1а градации (от 408 до 344 м, при ширине зоны 1 км), что связано с резким уменьшением процентного содержания каркасных биогермных карбонатов в разрезе.

Общие закономерности строения франских отложений, нашедшие отражение в типовой модели наблюдались на всей территории Хорейверской впадины, что позволило использовать типовую модель при картировании франской карбонатной формации в масштабах 1 : 50000 (см. рис. 59, 64) и 1 : 200000 (см. рис. 59).

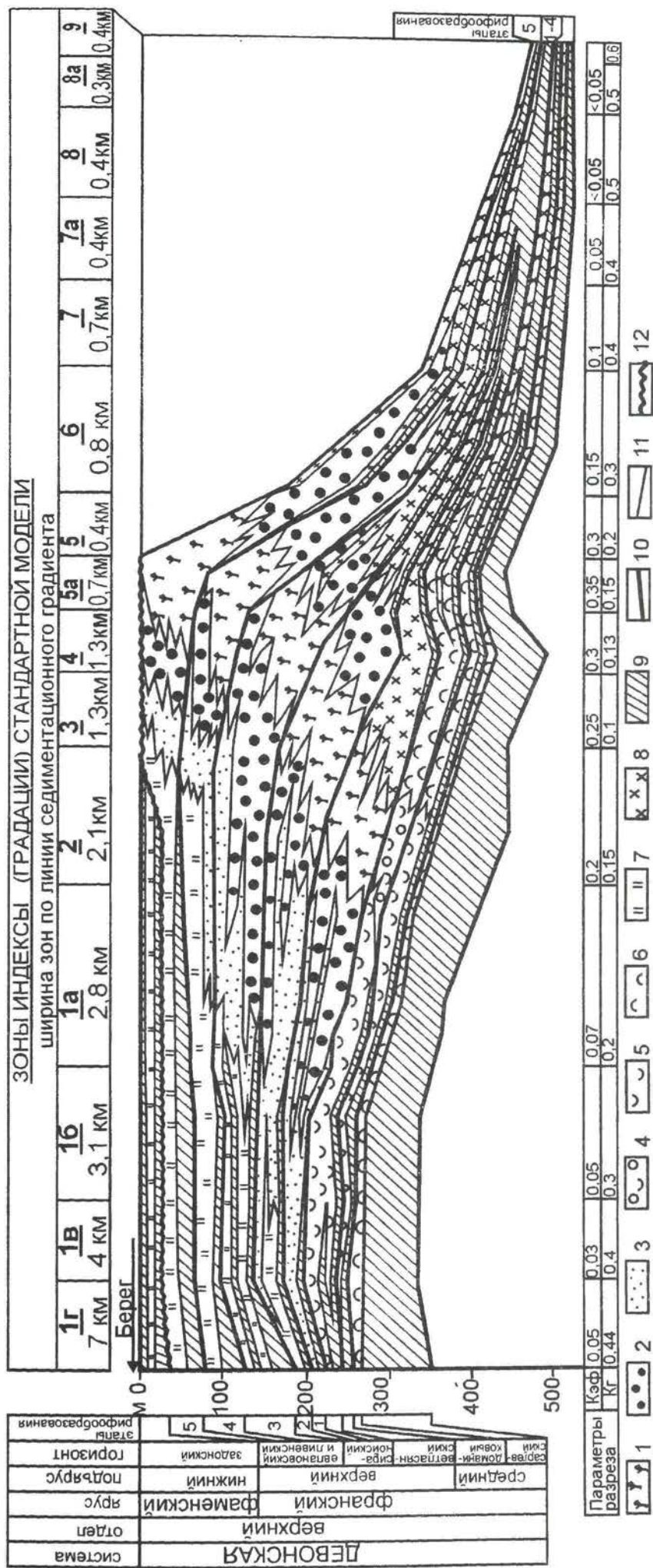


РИС. 57. ТИПОВАЯ МОДЕЛЬ ФРАНСКОЙ КАРБОНАТНОЙ ФОРМАЦИИ ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ.

FIG. 57. TYPE MODEL OF THE FRASNIAN CARBONATE COMPLEX OF THE KHOREYEVYER BASIN.

1-8 - генетические типы карбонатных отложений: 1-3 - породы-коллекторы; 1 - биогермные; 2 - шлейфовые; 3 - подвижных придонных вод;  
 4-8 - плотные карбонаты: 4 - баровые и мелководного открытого шельфа; 5 - мелководного открытого шельфа; 6 - глубоководного открытого шельфа;  
 7 - приливно-отливные; 8 - склона бассейна; 9 - глины, глинистые известняки, мергели; 10-12 - границы: 10 - горизонтов и этапов рифообразования;  
 11 - прочие; 12 - перерывов.



На рис. 58 приведена типовая модель франской и фаменских карбонатных формаций Колвинского мегавала.

В составе франских и фаменских отложений выделяется четыре формации, разделенные поверхностями размыва и горизонтами переотложения карбонатных и глинистых пород. Каждой из них соответствует седиментационный цикл II порядка. Франская карбонатная формация в пределах Колвинского мегавала представлена наиболее полно. Ее слагают отложения доманиковского горизонта нижнефранского подъяруса, ветласянского, сирачойского и евлановского горизонтов верхнефранского подъяруса. В зонах-индексах 1б-5 верхняя граница формации совпадает с размытой поверхностью биогермных построек и пластов тыловых рифовых шлейфов. Размывом были уничтожены самые верхние биогермные постройки ливенского горизонта и карбонаты тыловых рифовых шлейфов. Размывом также объясняется наличие в верхней части формации пластов переотложенных обломочных карбонатов в градации 1б, что отличает типовую модель франских отложений Колвинского мегавала от стандартной (см. рис. 7). Нижнефаменская карбонатно-глинистая формация, соответствующая II-му циклиту, развита только в зонах 6-7а (область склона палеобассейна)<sup>7</sup>. В пределах зон-индексов 1б и 5а синхронные ей отложения отсутствуют. Формация сложена ритмично чередующимися пачками глин, глинистых, пелитоморфных и шламовых известняков, которые в зонах 6, 7 и 7а различаются содержанием пластов известняков. Максимальные содержания характерны для разрезов 6-ой зоны. Формация образует клиноформное тело. В отличие от верхнефранской карбонатной формации, в которой от 6-ой к 7а градации происходит уменьшение мощности отложений параллельно с увеличением Кг, в нижнефаменских отложениях в соответствующих зонах наблюдается возрастание значений Кг, обусловленное увеличением мощности глинистых пластов. Нижнефаменская карбонатная формация, соответствующая III седиментационному циклиту залегает с размывом на верхнефранской карбонатной в зонах-индексах 1б-5 и на нижнефаменской карбонатно-глинистой в зонах-индексах 6-7а. Формация имеет сокращенный объем: отсутствует группа отложений открытого шельфа. Верхняя часть формации аналогична по строению верхнефранской, выделяются все градации от 1б до 7а. Среднефаменская (устьепчорская) глинисто-карбонатная формация, соответствующая IV седиментационному циклиту, в пределах Колвинского мегавала характеризуется однородным строением. Градации не выделяются.

В пределах Колвинского мегавала, в наиболее полном объеме представлена верхнефранская карбонатная формация, в составе которой выделяется с 1б по 7а градации. Соотношение различных генетических типов отложений определяет принадлежность зон-индексов к следующим палеогеографическим обстановкам:

1. Разрезы склона бассейна (градации 6, 7, 7а), в которых преобладает группа отложений склона бассейна (до 90% от общей мощности разреза).
2. Разрезы рифового склона (градация 5) отличаются развитием отложений склона бассейна (36%), рифовой группы (32%) и глубокого шельфа (30%).
3. Разрезы барьерной рифовой системы (градации: 5а, 4, 3, 2), характеризуются преобладанием в них отложений рифовой группы. Наибольшее их содержание (50-58%) свойственно 3-ей и 4-ой градациям. В разрезах барьерной рифовой системы можно выделить несколько рифовых тел, разделенных тонкими глинистыми пластами и глинисто-карбонатными пачками, а также поверхностями перерывов. Эти рифовые тела объединяются в 3 интервала, соответствующих трем крупным этапам формирования барьерной рифовой системы. Нижний интервал имеет сирачойский возраст, два верхних – евлановско-ливенский. В разрезах 2-ой зоны развиты рифовые отложения первого этапа; 3-ей – биогермные отложения первого этапа и биогермные и шлейфовые отложения второго и третьего этапов; 4-ой – биогермные отложения 2-го и 3-го этапов; в 5а градации развиты биогермные отложения только третьего этапа рифообразования.
4. Разрезы закрытого шельфа (градация 1а) отличаются примерно равным соотношением в них отложений открытого шельфа (38%), закрытого шельфа (24%) и прибрежных – 35%. Отложения рифовой группы (тыловых шлейфов) составляют всего 7%.
5. Разрезы прибрежных лагун (градация 1б), характеризуются отсутствием карбонатов рифовой группы.

В изменении значений коэффициента глинистости по типам разрезов наблюдаются следующие закономерности. Наибольшие величины Кг имеют разрезы склона бассейна. Количество глинистых пластов закономерно убывает в сторону барьерной рифовой системы от 0,60 в градации 7а до 0,40 в – 6-ой. В разрезах рифового склона значения Кг составляют 0,25-0,35, их минимальные значения отмечаются в разрезах рифовой системы – от 0,03 до 0,23 (3 градация). Обращают на себя внимание более высокие по сравнению со стандартной моделью значения Кг в зарифовых разрезах (0,20-0,40, 2-1б градации).

Коэффициент эффективной толщины разреза определяется соотношением пород с различными значениями открытой пористости. Наибольшими значениями эффективной толщины и наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами характеризуются отложения рифовой группы. Согласно данным по Харьягинскому нефтяному месторождению, связанному с верхнедевонскими рифами, во франских отложениях наилучшими емкостными свойствами обладают рифовые биогермные и обломочные известняки, а также сформировавшиеся по ним

<sup>7</sup> Границы зон-индексов проведены в соответствии с границами градаций верхнефранской карбонатной формации.



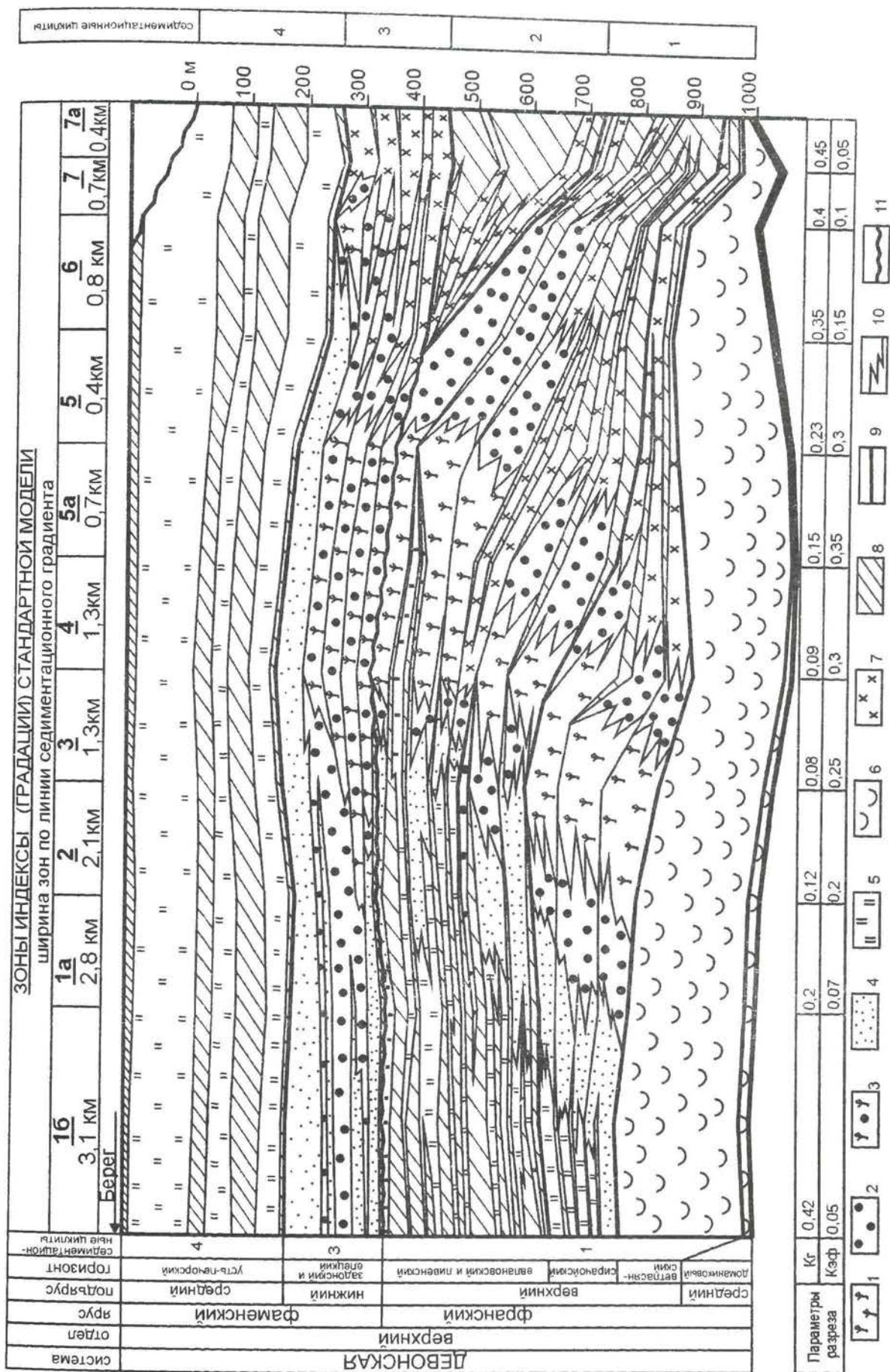


РИС. 58. ТИПОВАЯ МОДЕЛЬ ФРАНКО - ФАМЕНСКОГО КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА КОЛВИНСКОГО МЕГАВАЛА.  
FIG. 58. TYPE MODEL OF THE FRASNIAN - FAMENIAN CARBONATE COMPLEX OF THE KOLVIN MEGAMPART.

1-7 - генетические типы карбонатных отложений: 1-4 - породы-коллекторы; 1 - биогермные; 2 - шлейфовые; 3 - нерасчлененные биогермные и шлейфовые; 4 - подвижных придонных вод закрытого шельфа; 5-7 - плотные карбонаты; 5 - открытого шельфа; 6 - приливо-отливные; 7 - склона бассейна; 8 - глины, глинистые известняки и мергели; 9-11 - границы; 9 - циклитов; 10 - прочие; 11 - перерывов.



метасоматические доломиты. Средние значения открытой пористости составляют 9,8%. Значение проницаемости достигает  $173 \times 10^{13} \text{ м}^2$ . В доломитизированных рифовых массивах породы-коллекторы составляют до 50% от их мощности, в недоломитизированных – до 30%. В распределении коллекторов наблюдается их преимущественная приуроченность к прифронтальной части барьерной рифовой системы. На втором месте находятся отложения подвижных вод закрытого шельфа. Коэффициент эффективной мощности в зонах развития отложений рифовой системы достигает значений 0,40.

Общая толщина карбонатных отложений является важным признаком типа разреза и зависит от соотношения отложений различного генезиса. Наибольшей мощностью отложений характеризуются разрезы барьерной рифовой системы – от 720 м до 772 м. Максимальные ее значения свойственны 4 и 5а градациям. В зоне-индексе 1б мощность отложений закономерно уменьшается до 670 м. На склоне палеобассейна мощность отложений убывает до 254 м (7а градация). Наибольший градиент изменения мощности наблюдается при переходе от 5-ой к 6-ой градации (от 604 до 420 м) на 500 м ширины зоны. В зонах-индексах 6-7а градиент постепенно уменьшается. Особенностью франского карбонатного комплекса является то, что на стадии открытого шельфа в бассейне накапливалась карбонатно-глинистая толща ветласянского возраста, мощность которой закономерно уменьшалась по направлению к центральной части палеобассейна от 240 до 12 м. Наибольший градиент уменьшения ее мощности наблюдается в 5-ой зоне (от 205 до 58 м). Эта зона соответствовала положению бровки шельфа в ветласянское время. Над этим перегибом позднее формировалась верхнефранская барьерная рифовая система. При сравнении типовых моделей франских карбонатных отложений Колвинского мегавала и Хорейверской впадины (рис. 57) отмечается в целом идентичность в закономерностях распределения и изменения основных признаков типовых разрезов по горизонтали и вертикали. Основным отличием этих моделей являются различные мощности отложений, значения которых на Колвинском мегавале гораздо выше, чем в Хорейверской впадине. Это связано с различным тектоническим режимом и скоростью седиментации осадков в пределах этих районов. Территория Колвинского мегавала отличалась в верхнедевонское время более высокими скоростями погружения по сравнению с более стабильной в тектоническом отношении областью современной Хорейверской впадины.



На карте строения франской карбонатной формации Хорейверской впадины (рис. 59) показано распределение зон-индексов на площади. Отклонения ширины и последовательности зон-индексов (градаций) от модельных позволили выявить нарушенность первичного залегания формации. Франский карбонатный комплекс рассматривается в объеме среднефранского подъяруса (саргаевский и доманиковый горизонты) и верхнефранского подъяруса (сирачойский, евлановский и ливенский горизонты). В основу картирования положены результаты изучения: данных бурения более чем 100 скважин и сейсморазведки (70 профилей), на основании которых устанавливались градации стандартной модели карбонатной формации и уточнялись границы зон-индексов, выделялись разрывные нарушения и производилось их картирование. На рис. 59 градации объединены в 4 группы по значениям коэффициентов эффективных толщин.

Зоны-индексы 6-7 и 8-9 выделяются южнее Центрально-Хорейверского поднятия. Разрезы этих зон характеризуются преобладанием отложений склона бассейна (до 76%). Здесь наблюдаются наиболее высокие содержания глинистых карбонатов: коэффициент глинистости (Кг) увеличивается от 0,3 в 6 градации до 0,6 в градации 9. Коэффициенты эффективной толщины (Кэф) низкие и не превышают значений 0,05, маломощные пласты пород-коллекторов представлены обломочными и детритовыми известняками передовых рифовых шлейфов. Карбонатно-глинистые отложения 6-7 и 8-9 градаций имеют минимальную толщину. Она уменьшается от 298 м в разрезах 6-ой до 49 м в 9-ой зон. Зоны-индексы 2, 3, 4, 5, 5а занимают центральную часть карты (пл. Оленья, В. Колвинская, Сихорейская и другие). Для них характерно широкое развитие отложений рифовой группы (от 34 до 58%). Наиболее высокое содержание рифовых отложений наблюдается в 4 и 5а градациях. Для разрезов второй и третьей зон характерно широкое развитие отложений тыловых шлейфов, а 5-ой - передовых шлейфов и склона бассейна.

Градации 2-5а характеризуются самым низким Кг - 0,10-0,15. В разрезах рифового склона (зона-индекс 5) Кг увеличивается до 0,20. Карбонатные отложения имеют максимальные значения мощности - 408-496 м, которые возрастают от 2-ой к 5а градации и уменьшаются до 440 м в зоне рифового склона (зона-индекс 5). При переходе от 5 градации к разрезам склона бассейна наблюдается самый большой градиент изменения мощности комплекса - от 440 м до 298 м. В карбонатной формации Хорейверской впадины выделяются 5 крупных этапов формирования барьерной рифовой системы. Два первых соответствуют по возрасту сирачойскому горизонту верхнефранского подъяруса, три последних - евлановскому и ливенскому горизонту. Рифовые массивы, соответствующие каждому этапу, смещены относительно друг друга в сторону центральных частей бассейна. Во 2-ой градации развиты сирачойские рифовые массивы, в 3-ей - сирачойские и евлановские, в 4-ой градации - евлановские и ливенские, в градациях 5а и 5 - ливенские. Разрезы зон-индексов 2-5 характеризуется наиболее высокими значениями Кэф (до 0,40) благодаря широкому развитию отложений рифовой группы, среди которых обломочные карбонаты тыловых рифовых шлейфов имеют наилучшие емкостные и фильтрационные параметры.

Зона-индекс 1а расположена севернее 2-ой. В разрезах 1а градации развиты преимущественно отложения открытого шельфа (40%), закрытого шельфа (23%) и прибрежно-морские (31%). Отложения рифовой группы (обломочные карбонаты тыловых шлейфов) составляют лишь 6%. 1а градация отличаются от разрезов 2-5а зон более высокими значениями Кг (0,20) и меньшей мощностью (до 340 м). Основными коллекторами здесь являются отложения закрытого шельфа (комковатые, водорослевые и обломочные карбонаты). Кэф разрезов не превышает значений 0,10-0,15.

Зоны-индексы 1б и 1в прослежены в северной и северо-западной частях листа (см. рис. 59). Разрезы этих зон характеризуются отсутствием отложений рифовой группы и преобладанием детритовых и глинистых известняков открытого шельфа, комковатых и пелитоморфных известняков и тонкокристаллических доломитов закрытого шельфа и приливно-отливных равнин. Кг в разрезах этой области отличаются высокими значениями (0,40-0,30). Мощность отложений уменьшается до 308 м. Кэф - не превышает значений 0,10.

Внутри области развития зон-индексов 6-7 на карте выделяются поля градации 11, сложенной отложениями подводных карбонатных конусов выноса. Разрезы этой градации скважинами не вскрыты. Их местоположение было определено в результате картирования по методике СЕМ на основе интерпретации данных сейсмопрофилирования.

На карте штриховкой показаны межрифовые проливы, пересекающие зоны барьерной рифовой системы и уходящие в область закрытого шельфа. Вдоль этих проливов рифовая система глубоко вдаётся во внутренние области шельфа. С ними отчасти связана сложная конфигурация рифовых зон. Благодаря широкому развитию межрифовых проливов, в отдельных участках территории область развития отложений барьерной рифовой системы значительно расширяется, например, к северу от Центрально-Хорейверского поднятия.

Разрезы отложений межрифовых проливов отличаются от разрезов рифовой системы (градации 3-5) меньшей мощностью и преимущественным развитием в них глинисто-карбонатных отложений глубокого шельфа и склона. В верхней части разреза присутствуют отложения закрытого шельфа, приливно-отливные и рифовые. В разрезах осевых частей межрифовых проливов развиты глинистые толщи заполнения.



Залегание верхнефранской карбонатной формации нарушено в ряде мест разрывами. Система небольших дислокаций северо-восточного простирания прослежена вдоль южного склона Центрально-Хорейверского поднятия и к северу от Северо-Хоседаюской структуры. Присутствие разрывных нарушений здесь было установлено по резкому сокращению ширины зон-индексов 5 и 5а и выпадению 5-ой градации из общей последовательности на отдельных участках, кроме того, на основании линейной формы зон-индексов 5 и 5а, противоречащей общим закономерностям изменчивости формы этих зон в ненарушенном залегании на эталонных участках (см. рис. 60, 62, 64). Разрывное нарушение сдвигового типа проходящее между площадями Оленья и Варкнавтская в юго-восточном направлении, выявлено структурными построениями /6/ и подтверждено при проведении картирования по методике СЕМ.

Таким образом, картирование франского карбонатного комплекса Хорейверской впадины в масштабе 1:200000 позволило выявить местоположение, форму, размеры и строение карбонатных тел различного генезиса, а также тектоническую нарушенность первичного залегания комплекса. Карта (см. рис. 59) представляет собой модель для интерпретации материалов сейсмических исследований и прогноза распределения пород-коллекторов в разрезе и на площади.

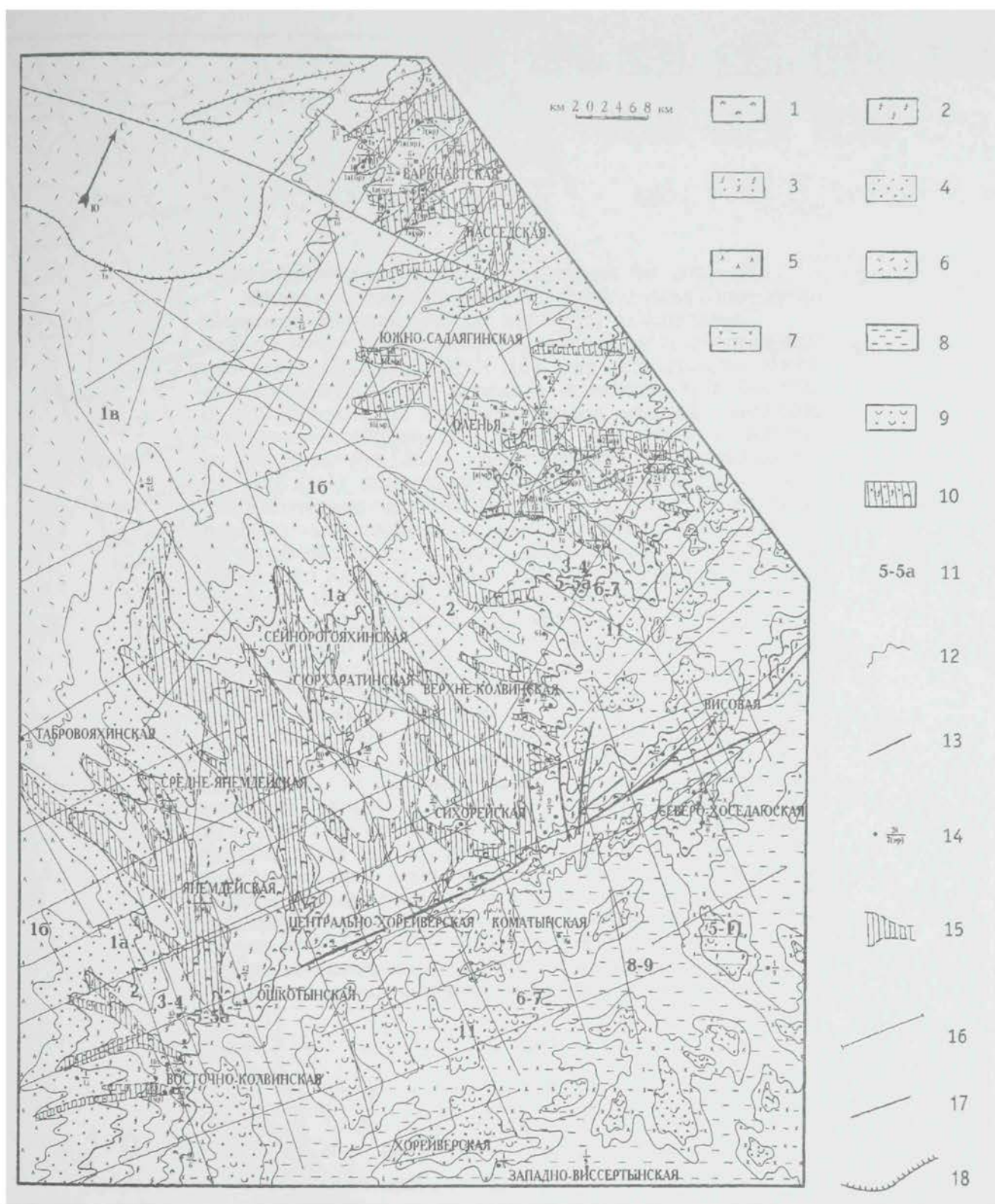


РИС. 59. КАРТА СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕФРАНСКОЙ КАРБОНАТНОЙ ФОРМАЦИИ ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ.

FIG. 59. MAP OF THE STRUCTURE THE UPPER FRASNIAN CARBONATE FORMATION OF THE KHOREYVER BASIN.

1-9 - зоны-индексы: 1 - зоны-индексы №5-5а: рифовых отложений - 30-60 %, склона - 6-50 %, Кэф = 0,15-0,35; 2 - зоны-индексы №3-4: рифовых отложений - 40-60 %, закрытого шельфа - 1-6 %, Кэф = 0,25-0,35; 3 - зона-индекс №2: рифовых отложений - 30-40 %, закрытого шельфа - 5-13 %, Кэф = 0,2-0,35; 4 - зона-индекс №1а: рифовых отложений - 6-20 %, закрытого шельфа - 13-23 %, Кэф = 0,07-0,2; 5 - зона-индекс №1б: отложений закрытого шельфа - 20-23 %, прибрежных - 31-37 %, Кэф = 0,05-0,07; 6 - зона-индекс №1в: отложений закрытого шельфа - 15-20 %, прибрежных - 37-42 %, Кэф = 0,03-0,05; 7 - зоны-индексы №6-7: рифовых отложений до 10 %, отложений склона - 60-70 %, Кэф = 0,05-0,15; 8 - зоны-индексы №8-9 - отложений склона - 70-100 %, Кэф < 0,05; 9 - зона-индекс №11: отложений подводных конусов выноса 10-25 %, отложений склона 60-70 %; 10 - участок прогнозируемого развития зон-индексов №4-5 (одиночные рифы), либо №11 (подводные конусы выноса); 11 - номера зон-индексов; 12 - границы зон-индексов; 13 - разрывные нарушения; 14 - скважины, вскрывшие франские отложения: в числителе - номер скважины, в знаменателе - номер зоны-индекса, МР - разрезы межрифовых проливов; 15 - зоны развития межрифовых каналов; 16 - сейсмические профили; 17 - границы зоны развития барьерной рифовой системы; 18 - береговая линия.



На **рис. 60** изображено строение верхнефранского природного резервуара Харьягинского месторождения.

Харьягинская структура расположена на одноименном валообразном поднятии в центральной части Колвинского мегавала (см. рис. 42). Харьягинский вал является крупной асимметричной складкой северо-западного простирания. Западное крыло структуры пологое (до  $2^{\circ}$ ) сопряжено с восточным бортом Верхнелайской депрессии Денисовского прогиба. Восточное крыло крутое ( $7-8^{\circ}$ ), разорвано высокоамплитудным нарушением (450-1000 м), входящим в состав региональной системы нарушений восточного борта Колвинского мегавала. Восточнее расположена Хорейверская впадина. Харьягинская структура осложнена системой локальных складок, к одной из которых (Центральной) приурочено месторождение. В пределах листа карты карбонатная формация представлена 1б-9 градациями. Профиль АБ пересекает почти полный набор зон-индексов и соответствует типовой седиментационно-емкостной модели франских отложений. Значения ширины зон-индексов на профиле близки к стандартным. Зоны имеют простую конфигурацию в плане. Нефтяная залежь Харьягинского месторождения многопластовая и связана с рифовыми отложениями в зонах-индексах 4-5а и со слоистыми обломочными карбонатами тыловых рифовых шлейфов в зонах 3-1б. На карте видно, что максимальные значения Кэф характерны для разрезов 5а-3 градаций, где расположена большая часть продуктивных скважин. В пределах Центрально-Харьягинской антиклинальной складки карбонатная формация имеет ненарушенное залегание. Восточное крыло складки осложнено сбросом. Тип ловушки – структурно-литологический, обусловленный сочетанием верхнефранской барьерной рифовой системы и антиклинальной структуры.

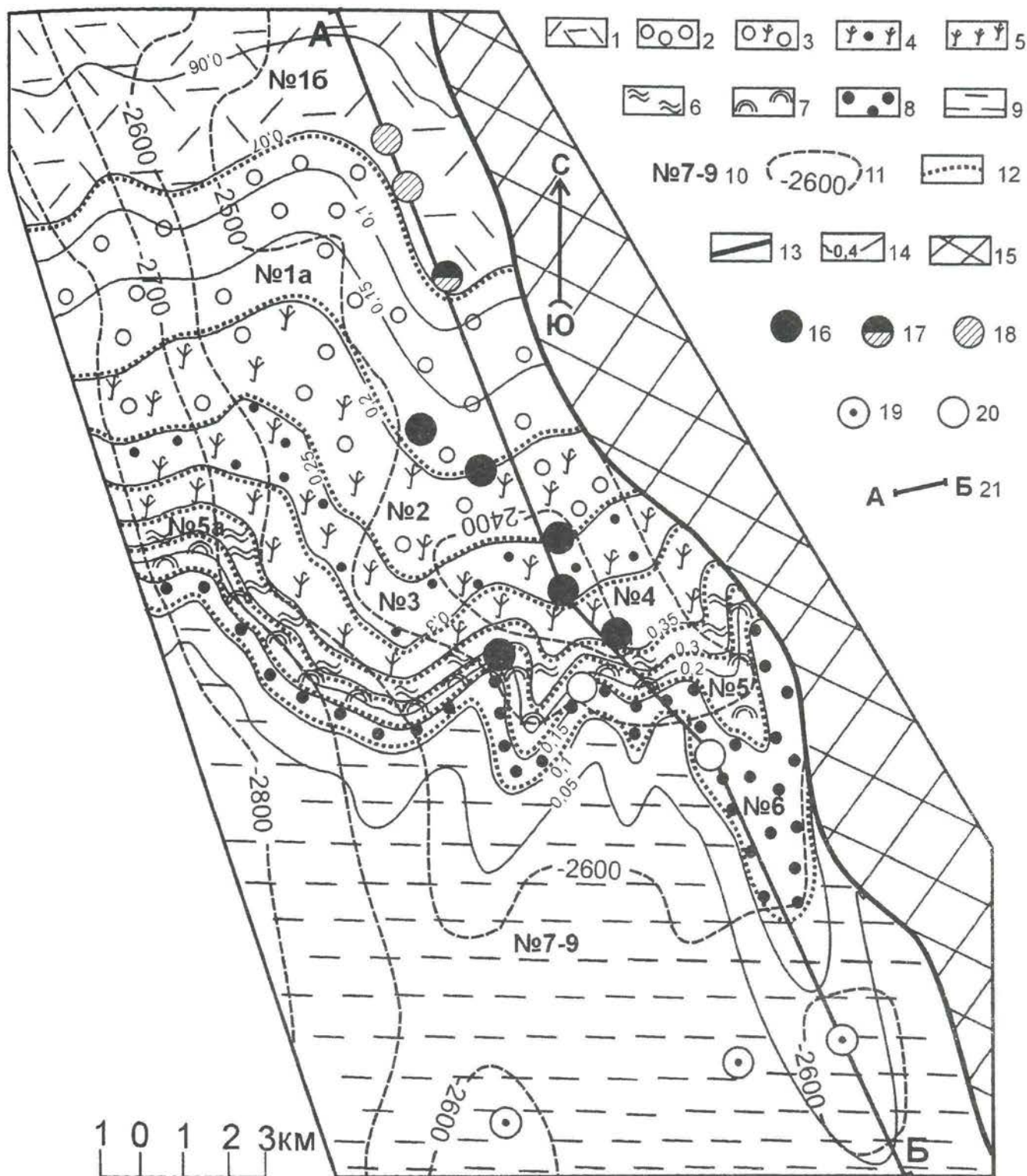


РИС. 60. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВАРА (ФРАНСКИЙ И ФАМЕНСКИЙ ЯРУСЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ ХАРЬЯГА, КОЛВИНСКИЙ МЕГАВАЛ). КАРТА.

FIG. 60. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE NATURAL RESERVOIR (THE FRANSIAN AND FAMENNIAN STAGES, THE KHARIAGINSKOIE FIELD, THE KOLVIN MEGARAMPART). MAP.

1-9 - зоны-индексы (градации): 1 - №16: разрезы с преобладающим развитием приливно-отливных отложений;  $K_{эф} = 0,05$ ;  $K_{гп} = 0,42$ ; 2 - №1а: разрезы с преобладающим развитием отложений закрытого шельфа;  $K_{эф} = 0,07$ ;  $K_{гп} = 0,2$ ; 3 - №2: разрезы с преобладающим развитием отложений тыловых шлейфов;  $K_{эф} = 0,25$ ;  $K_{гп} = 0,12$ ; 4 - №3: разрезы, характеризующиеся развитием сирачойского рифового комплекса;  $K_{эф} = 0,25$ ;  $K_{гп} = 0,08$ ; 5 - №4: разрезы, характеризующиеся развитием евлановского рифового комплекса;  $K_{эф} = 0,30$ ;  $K_{гп} = 0,09$ ; 6 - №5а: зона развития ливенских рифовых массивов, перекрытых слоистыми отложениями;  $K_{эф} = 0,35$ ;  $K_{гп} = 0,15$ ; 7 - №5: зона развития ливенских рифовых массивов;  $K_{эф} = 0,30$ ;  $K_{гп} = 0,23$ ; 8 - №6: разрезы с преобладающим развитием отложений передовых шлейфов;  $K_{эф} = 0,10$ ;  $K_{гп} = 0,35$ ; 9 - №7-9: разрезы с преобладающим развитием отложений склона;  $K_{эф} = 0,05$ ;  $K_{гп} = 0,40-0,60$ ; 10 - номера зон-индексов (градаций) стандартной модели; 11 - изогипсы в м по кровли франских отложений; 12 - границы зон-индексов; 13 - разрывные нарушения; 14 - изолинии  $K_{эф}$ ; 15 - зона разлома; 16-20 - скважины, результаты испытаний: 16 - нефть; 17 - нефть и вода; 18 - вода; 19 - без притока; 20 - нет данных; 21 - линия разреза (рис. 61).



На **рис. 61** изображена двумерная модель Харьягинского верхнефранского природного резервуара. Нефтяные залежи связаны с верхними горизонтами карбонатных отложений (сирачойский, евлановско-ливенский и задонский). Профиль АБ почти соответствует поперечному сечению формационного тела, поэтому параметры резервуара Харьягинского месторождения соответствуют параметрам типовой модели. Отличия от стандартных параметров обусловлены размывом верхней части франской формации и вторичными процессами, снижающими значения открытой пористости и Кэф карбонатных отложений. Залежи нефти на месторождении приурочены преимущественно к отложениям рифовой группы. Породы-коллекторы представлены биогермными известняками: сферово-узурчатыми, строматопорово-водорослевыми, водорослевыми и органогенно-обломочными (литогенетические типы № 1, 2, 4, № 19, см. табл. 1), а также метасоматическими доломитами (литогенетический тип № 14, см. табл. 1). Коллекторы каверново-порового типа. Их эффективная емкость определяется кавернами растворения, порами доломитизации и растворения. К поровому типу коллекторов относятся мелкообломочные и мелкокомковатые известняки закрытого шельфа (литогенетические типы № 71, № 72, см. табл. 1). Значения открытой пористости меняются от 2,1 до 12,5%. Значения проницаемости достигают  $173 \times 10^{15} \text{ м}^2$ . Пористость в доломитах обычно выше, чем в известняках, по которым они развиваются. Локальными флюидоупорами для верхнефранских залежей являются маломощные глинистые пласты, разделяющие в разрезе отдельные рифовые интервалы. Поэтому значения коэффициента глинистости отражают количество пластов-флюидоупоров. Региональной экранной толщей являются среднефаменские терригенно-карбонатные отложения, перекрывающие на всей территории Печорской плиты верхнефранско-нижнефаменский карбонатный комплекс. В составе франской карбонатной формации выделяется пять седиментационных циклитов, соответствующих стратиграфическим горизонтом. Наиболее хорошо они выделяются во 2-5 градациях, где их границам соответствуют размывы в кровле рифовых массивов и в 6-9 градациях, где в верхней части циклитов наблюдается увеличение количества пластов обломочных карбонатов.

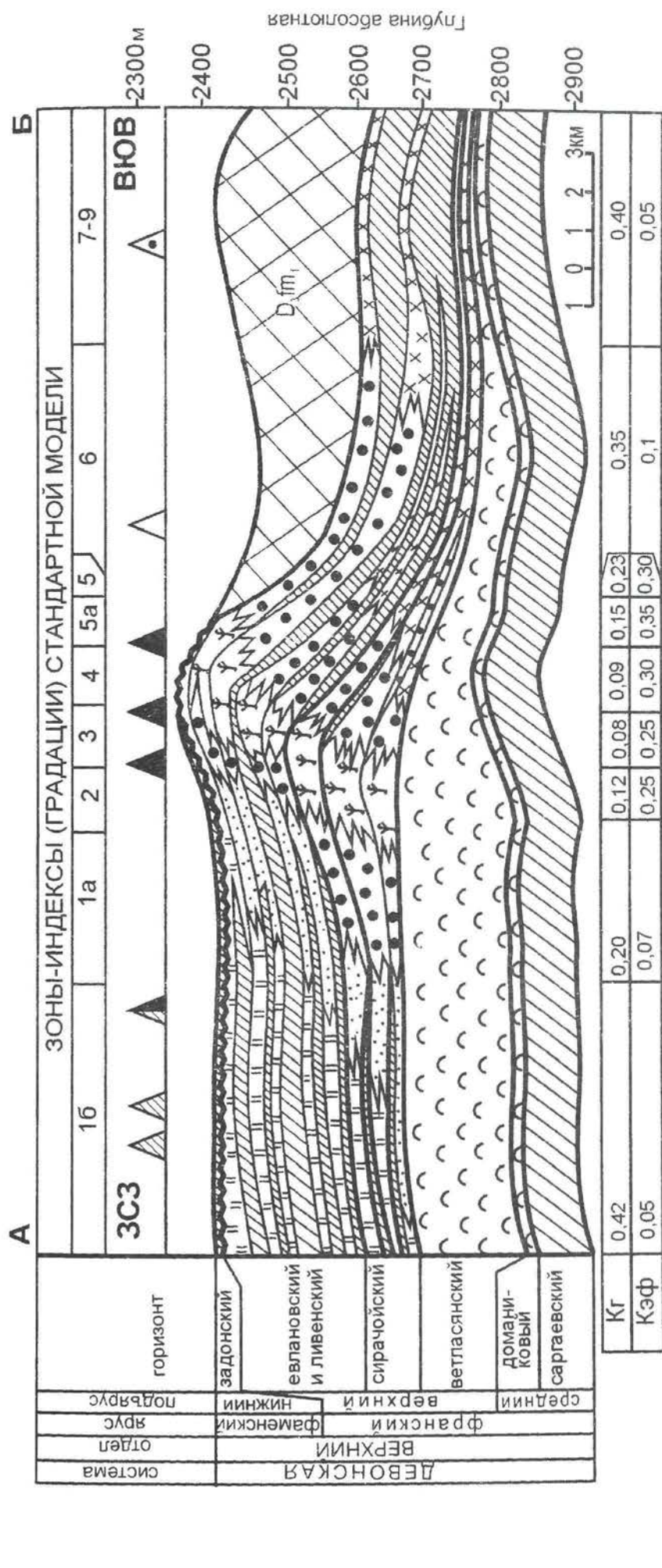


РИС. 61. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (ФРАНСКИЙ И ФАМЕНСКИЙ ЯРУСЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ ХАРЬЯГА, КОЛВИНСКИЙ МЕГАВАЛ). РАЗРЕЗ.  
THE NATURAL RESERVOIR (THE FRASNIAN, FAMENNIAN STAGES, THE KHARIAGINSKOIE FIELD, THE KOLVIN MEGARAMPART). SECTION.

1-6 - генетические типы карбонатных отложений: 1 - биогермы; 2 - рифовых шлейфов; 3 - глубокого шельфа; 4 - закрытого шельфа; 5 - приливно-отливные; 6 - склона бассейна; 7 - глины, глинистые известняки и мергели; 8 - карбонатно-глинистые отложения нижней фаменской толщи компенсации; 9-11 - границы: 9 - размыва; 10 - горизонтов; 11 - прочие; 12-16 - скважины, результаты испытаний: 12 - нефть; 13 - нефть и вода; 14 - вода; 15 - без притока; 16 - без испытаний.



На **рис. 62** приведена модель распределения зон-индексов (градаций) верхнефранского природного резервуара нефти на площади Оленья, расположенной в восточной части Хорейверской впадины. В пределах самой площади и на прилегающих структурах залегание карбонатной формации осложнено только малоамплитудными положительными структурами, практически не нарушающими седиментационной последовательности зон-индексов. Площадь Оленья расположена в тыловой части верхнефранской барьерной рифовой системы (зоны-индексы 1б-1а-2-3-4-5а). Зоны имеют сложную конфигурацию в плане, что обусловлено пересечением рифовой системы узкими межрифовыми каналами, ориентированными с запада на восток. В центральной части карты наблюдается слияние каналов. Рис. 62 наглядно иллюстрирует распределение скважин, с притоками нефти, обусловленное седиментационными закономерностями строения природного резервуара. Все бесприточные скважины расположены в зонах межрифовых каналов, что объясняется отсутствием коллекторов ( $Kэф < 0,10$ ). В структурном отношении зоны межрифовых каналов соответствуют понижениям залегания кровли верхнефранских отложений.

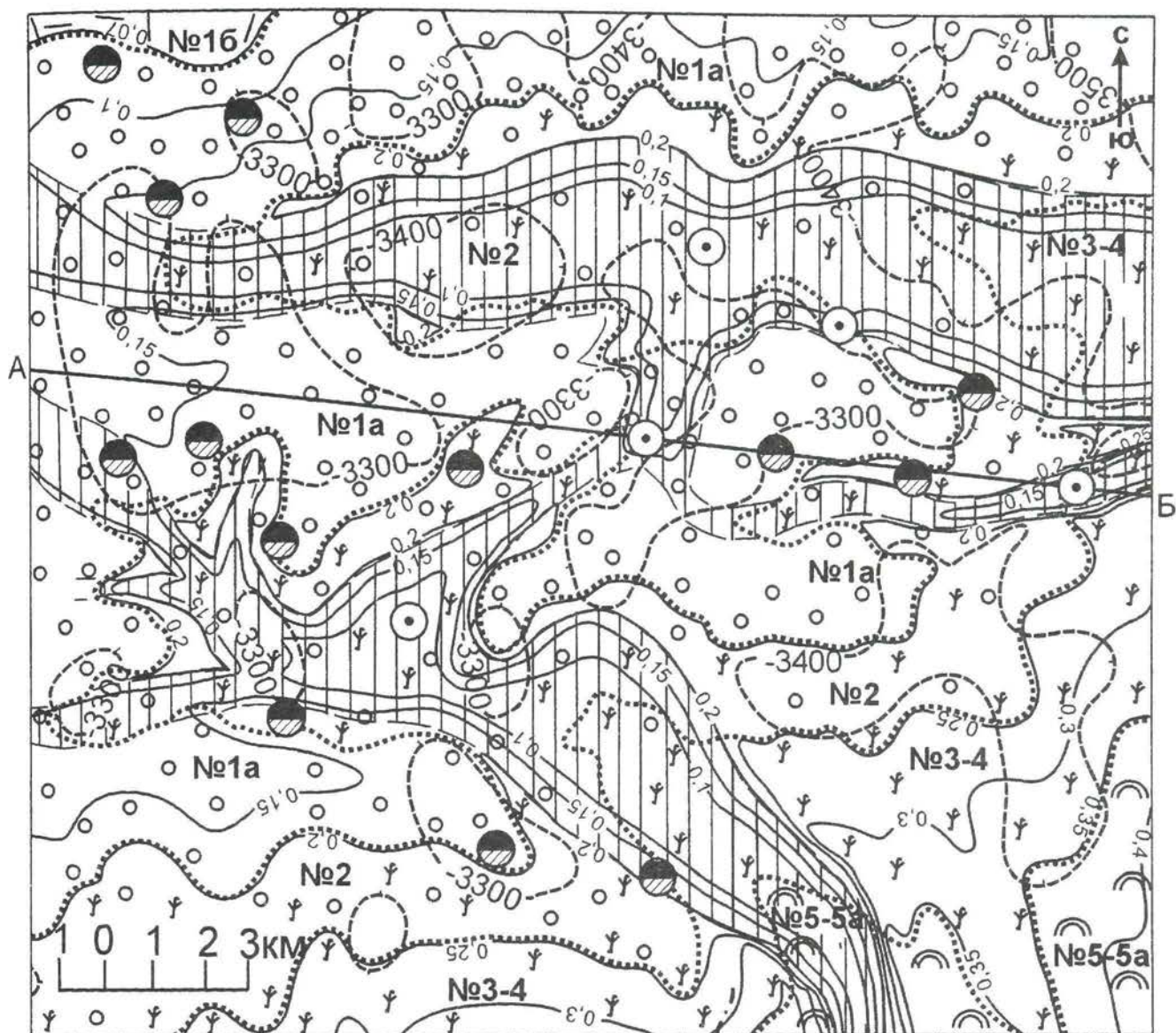


РИС. 62. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (ФРАНКИЙ ЯРУС, ПЛОЩАДЬ ОЛЕНЬЯ, ХОРЕЙВЕРСКАЯ ВПАДИНА). КАРТА.  
 FIG. 62. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE CARBONATE NATURAL RESERVOIR (THE FRASNIAN STAGES, THE OLENIA AREA, THE KHOREYVER BASIN). MAP.

1-5 - зоны-индексы (градации): 1 - №5-5а (рифовых отложений 30-60%, отложений склона 6-50%); 2 - №3-4 (рифовых отложений 40-60%, отложений склона 1-6%); 3 - №2 (рифовых отложений 30-40%, отложений закрытого шельфа 5-13%); 4 - №1а (рифовых отложений 6-20%, отложений закрытого шельфа 13-23%); 5 - №16 (отложений закрытого шельфа 20-23%, прибрежных отложений 31-37%); 6 - №1а-5 в межрифовых проливах; 7 - изогипсы по кровле отложений задонского горизонта; 8 - границы зон-индексов; 9 - изолинии Кэф; 10-11 - скважины, вскрывшие франские отложения: 10 - с притоками; 11 - без притока; 12 - линия геологического разреза (см. рис.63).



На **рис. 63** изображено строение верхнефранского природного резервуара площади Оленья. В отложениях евлановского и ливенского горизонтов в грациях 2-4 породы коллекторы имеют наибольшее распространение и представлены линзами биогермных известняков мощностью 70-100 м, а также пластами и линзами обломочных известняков рифовой группы и закрытого шельфа. Саргевский, доманиковый и ветласянский горизонты сложены известняками детритовыми и в различной степени глинистыми, практически лишенными пород-коллекторов. На рисунке видно, что амплитуда структур обеспечивает условия экранирования залежей только в отложениях нижнего фамена, в которых породы-коллекторы представлены карбонатными отложениями приливно-отливных равнин. Профиль проходит через тыловые зоны верхнефранской барьерной рифовой системы (зоны-индексы 2-4), разрезы которых характеризуются преобладанием обломочных известняков тыловых рифовых шлейфов. В центральной своей части (зона 2) и на востоке (зоны 3-4) профиль пересекает межрифовые каналы. В разрезах межрифовых каналов резко сокращается количество пластов пород-коллекторов ( $K_{эф} - 0,12 < 0,10$ ) и возрастает количество пачек глин и глинистых известняков ( $K_{г} - 0,3$ ).

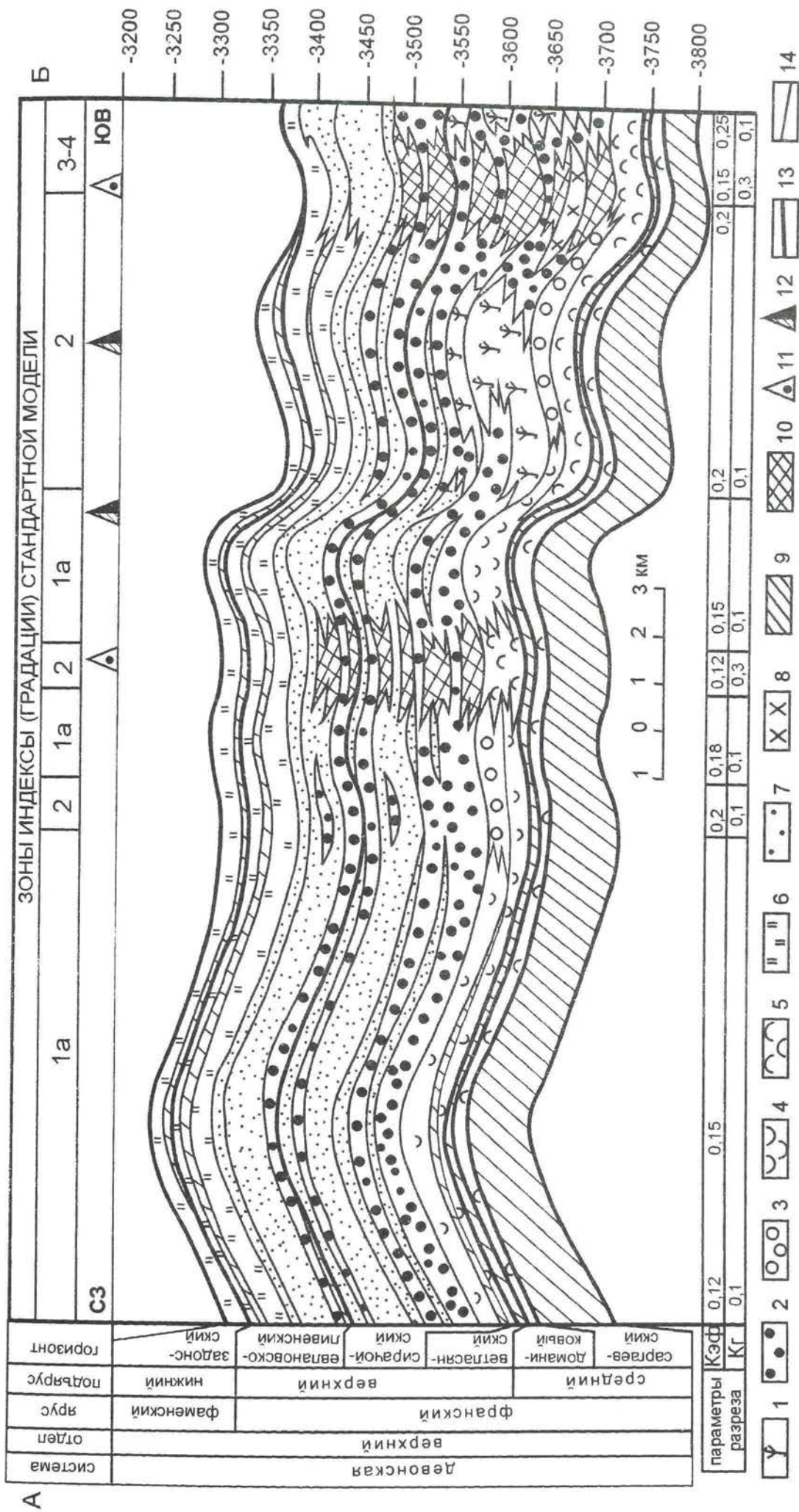


Рис. 63. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (ФРАНСКИЙ ЯРУС, ПЛОЩАДЬ ОЛЕНЬЯ, ХОРЕЙВЕРСКАЯ ВПАДИНА). РАЗРЕЗ.  
 FIG. 63. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE CARBONATE NATURAL RESERVOIR (THE FRANSIAN STAGE, THE OLENIAN AREA, THE KNOREYVER BASIN). SECTION.  
 1-8 - генетические типы отложений: 1 - биогермные; 2 - шлейфовые; 3 - баровые; 4 - мелководных шельфовых равнин; 5 - глубокого шельфа; 6 - приливно - отливных равнин; 7 - подвижных придонных вод закрытого шельфа; 8 - верхней части шельфа; 9 - глинистые известняки и глины; 10 - глинистые отложения межрифтовых каналов; 11-12 - скважины, результаты испытаний: 11 - без притока; 12 - нефть-вода; 13-14 - границы; 13 - горизонтов; 14 - прочие.



На **рис. 64** показано распределение зон-индексов верхнефранской карбонатной формации в районе Верхнеколвинской структуры Хорейверской впадины. Карбонатная формация в рамках листа представлена градациями 2-4 (тыловая область барьерной рифовой системы), градациями 5-5а (внешняя часть рифовой системы), градациями 6-7 (карбонатно-глинистые отложения склона бассейна) и градацией 11 (отложения подводных карбонатных конусов выноса).

Отложения барьерной рифовой системы (зоны-индексы 2-5) прослеживаются с северо-востока на запад и далее на юго-восток, образуя сложную систему рифовых построек и разделяющих их узких межрифовых каналов. Изолинии Кэф подчеркивают морфологию барьерной рифовой системы. Поля распространения подводных конусов выноса имеют изометричную форму и расположены в зонах 7 напротив межрифовых проливов, по которым осуществлялся вынос обломочного материала. Карта распространения градаций на Верхнеколвинской площади иллюстрирует строение франской карбонатной формации в условиях ненарушенного залегания. На рисунке видно, что все скважины с притоками нефти расположены в зонах-индексах 3-4, характеризующихся максимальными значениями Кэф. На Верхнеколвинском месторождении залежи массивные, ловушки структурно-литологические. Амплитуда структур 100-150 м.

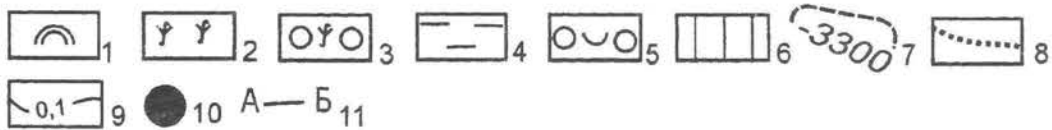
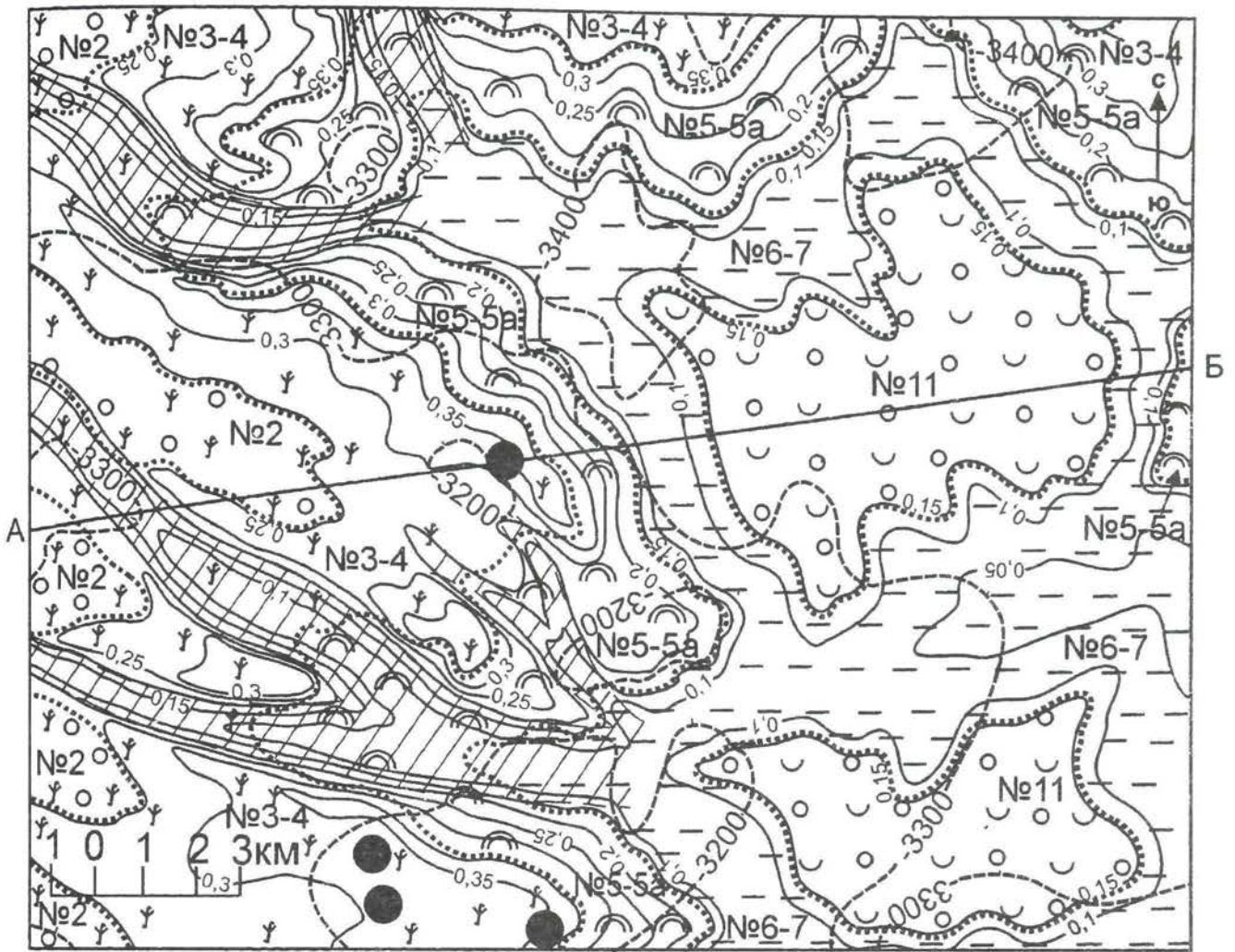


РИС. 64. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (ФРАНСКИЙ ЯРУС, ПЛОЩАДЬ ВЕРХНЕКОЛВИНСКАЯ, ХОРЕЙВЕРСКАЯ ВПАДИНА). КАРТА.

FIG. 64. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE CARBONATE NATURAL RESERVOIR (THE FRASNIAN STAGES, THE UPPER-KOLVIN AREA, THE KHOREYVEY BASIN). MAP.

1-11 - зоны-индексы (градации): 1 - №5-5а: рифовых отложений 30-60%; отложений склона 6-50%; 2 - №3-4 (рифовых отложений 40-60%; отложений склона 1-6%; 3 - №2: рифовых отложений 30-40%; отложений закрытого шельфа 5-13%; 4 - №5-7: рифовых отложений до 10%; отложений склона 60-70%; 5 - №11: отложений подводных конусов выноса 10-25%; отложений склона 60-70%; 6 - №2-7 в межрифовых проливах; 7 - изогипсы по кровле франских отложений; 8 - границы зон-индексов; 9 - изолинии Кэф; 10 - скважины, вскрывшие франские отложения с притоками нефти; 11 - линия геологического разреза (см. рис. 65).



На **рис. 65** изображено строение верхнефранского природного резервуара нефти на площади Верхнеколвинская (линия пересечения АБ, см. рис. 64). На западе территории профиль пересекает межрифовый канал, что отражается в строении разрезов 3-4 градаций. Отложения межрифовых проливов имеют меньшую мощность, появляются пачки глинистых известняков, отсутствующие в разрезах зон-индексов 3-4, содержащих рифовые массивы. В строении карбонатной формации наблюдается цикличность. Выделяются пять циклитов, соответствующие саргаевскому, доманиковому, ветласянскому, сирачойскому и евлановскому и ливенскому горизонтам. Отложения нижнего фамена на большей части территории размыты и присутствуют только на западе, где представлены базальными слоями задонского горизонта. Наиболее высокие значения коэффициента эффективных толщин (Кэф) характерны для градаций 4-5а и 5, в которых породы-коллекторы представлены линзами биогермных известняков евлановского и ливенского горизонтов мощностью 70-100 м, а также линзами обломочных известняков тыловых и передовых рифовых шлейфов. В составе ливенского и задонского горизонтов наибольшее значение приобретают породы-коллекторы, представленные комковатыми и мелкообломочными карбонатами подвижных вод закрытого шельфа. 6 и 7 градации практически лишены пород-коллекторов, их слагают плотные шламовые и глинистые известняки. В 11 градации породы-коллекторы развиты в виде мелких линз разнозернистых обломочных известняков, ритмично чередующихся со шламовыми, микрокристаллическими и глинистыми карбонатами (Кэф не превышает 0,12).

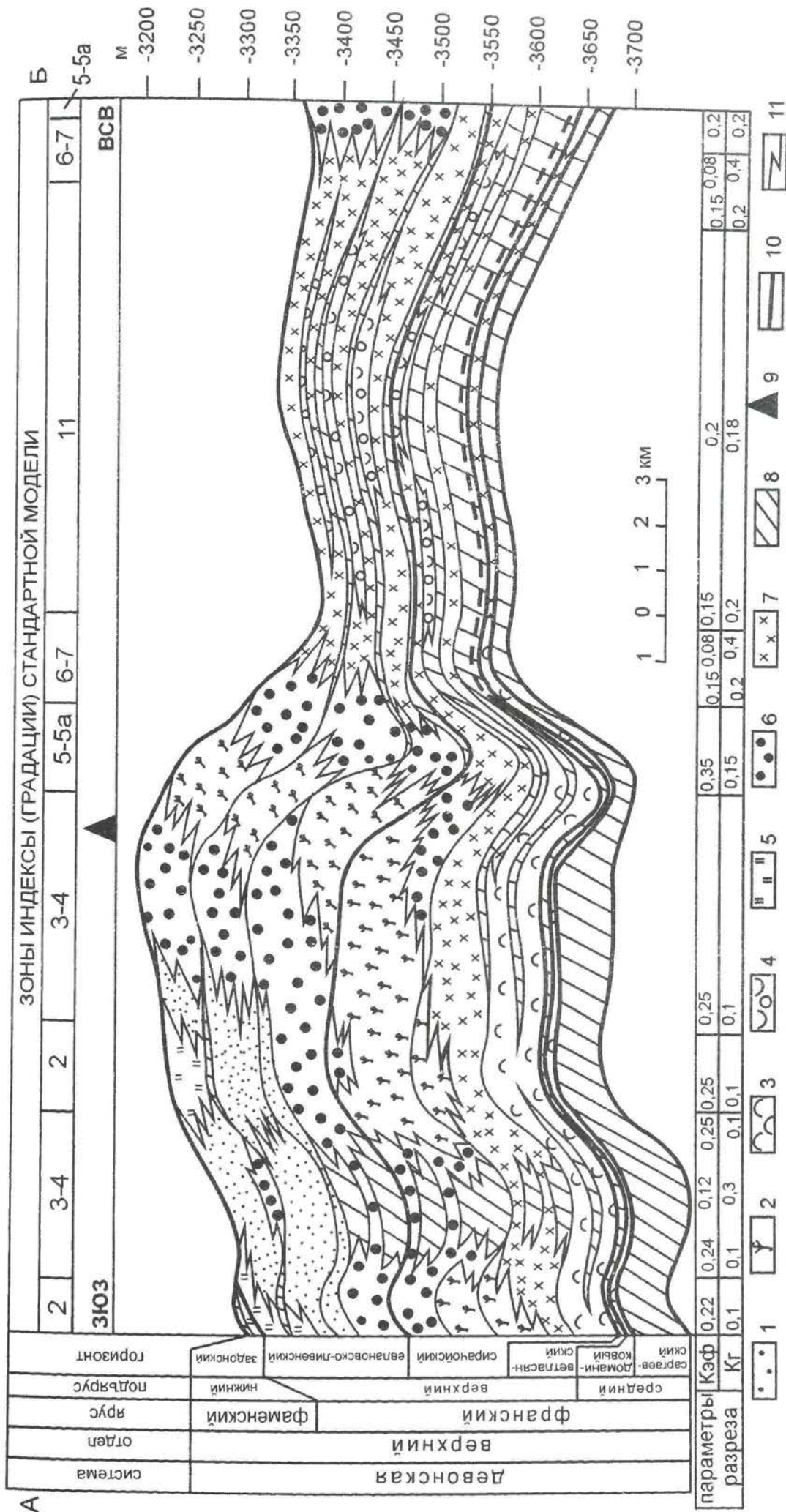


РИС. 65. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА  
(ФРАНСКИЙ ЯРУС, ПЛОЩАДЬ ВЕРХНЕКОЛВИНСКАЯ, ХОРЕЙВЕРСКАЯ ВПАДИНА). РАЗРЕЗ.  
FIG. 65. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE CARBONATE NATURAL RESERVOIR  
(THE FRANSIAN STAGE, THE UPPER - KOLVIN AREA, THE KNOREUYVER BASIN), SECTION.

1-7 - генетические типы отложений; 1 - отложения подвижных придонных вод закрытого шельфа; 2 - биогермные; 3 - отложения глубокого шельфа; 4 - отложения подводных конусов выноса; 5 - отложения приливоно - отливных равнин; 6 - шлейфовые; 7 - отложения верхней части склона; 8 - глинистые известняки и глины; 9 - скважины, вскрывшие франские отложения, с притоком нефти; 10-11 - границы; 10 - горизонты; 11 - прочие.



На **рис. 66** приведена карта, отражающая характер распределения зон-индексов в районе месторождения Южный Тэбук, расположенного в пределах Ижма-Печорской впадины.

На карте видно, что распределение зон имеет линейный характер и подчинено общему структурному плану. Максимальные значения коэффициента эффективных толщин ( $K_{эф} = 0,1-0,3$ ), связанные с развитием поровых, порово-каверновых и трещино-порово-каверновых типов коллекторов, приурочены к зонам развития биогермных построек и их шлейфов, которые прослеживаются вдоль валлообразного асимметричного поднятия, амплитудой 60-70 м. В пределах Южно-Тэбукской площади структура имеет замкнутый контур и расположена в пределах зон-индексов 3-5 ( $K_{эф} = 0,25-0,3$ ). На сейсмических профилях широтного простираения видно пологую зону разрывных дислокаций, которая идет с севера на юг и совпадает с фронтом барьерной рифовой системы франского яруса. Покрышками, разделяющими отдельные залежи в верхнедевонских карбонатных отложениях, служат глинистые пачки под пластом  $\Phi_0$  и между пластами  $\Phi_0$  и  $\Phi_1$ . Под поверхностью размыва в кровле франского яруса возможно ухудшение пористости коллекторов в результате вторичной цементации. В зонах разрывных нарушений прогнозируются сложные системы трещиноватости и связанной с ней вторичной пористости в биогермных карбонатах.

Месторождение Южный Тэбук связано с верхнефранским рифовым резервуаром. На рисунке видно, что характер распределения  $K_{эф}$  контролирует положение месторождения. Ловушка сложная комбинированная структурно-литологическая с тектоническим экранированием. Аналогичная приразломная антиклинальная структура, приуроченная к зоне развития рифовых отложений (градации 3-5) выделяется на юге листа. Восточнее нарушения развиты карбонатно-глинистые отложения 6-9 градаций.

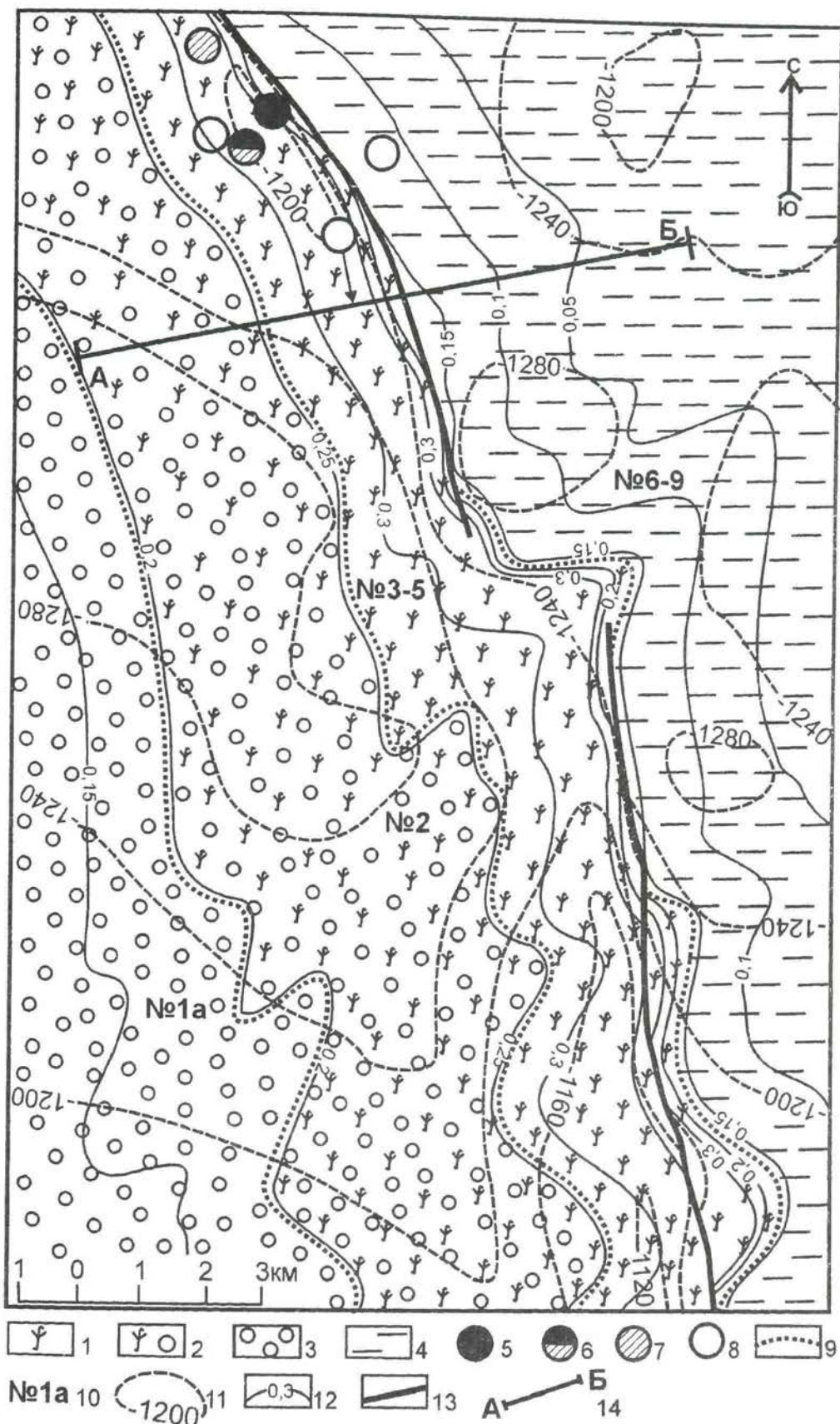


РИС. 66. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ РИФОВОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (ФРАНСКИЙ ЯРУС, МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЮЖНЫЙ ТЭБУК, ИЖМА - ПЕЧОРСКАЯ ВПАДИНА). КАРТА.

FIG. 66. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE REEF RESERVOIR ( THE FRANSIAN STAGE, THE TEBUK FIELD THE IZMA - PECHORA BASIN). MAP.

1-4 - зоны-индексы (градации) стандартной модели: 1 - №3-5: рифовых отложений 25-45 %;  $K_{эф} = 0,15-0,35$ ;  $K_{г} = 0,1-0,2$ ; 2 - №2: рифовых отложений 20-25%;  $K_{эф} = 0,2-0,25$ ;  $K_{г} = 0,1$ ; 3 - №1a: отложений закрытого шельфа 20-30%, тыловых рифовых шлейфов 10-20%;  $K_{эф} = 0,1-0,2$ ;  $K_{г} = 0,05-0,1$ ; 4 - №6-9: отложений склона бассейна 30-90 %;  $K_{эф} = 0-0,15$ ;  $K_{г} = 0,2-0,4$ ; 5-8 - скважины, результаты испытаний: 5 - нефть; 6 - нефть и вода; 7 - вода; 8 - без испытаний; 9 - границы зон-индексов; 10 - номера зон-индексов (градаций) стандартной модели; 11 - изогипсы в метрах по подошве пласта  $\Phi_0$  и их абсолютные отметки; 12 - изолинии  $K_{эф}$ ; 13 - разрывные нарушения; 14 - линия разреза (см. рис. 67).



На **рис. 67** приведена двумерная модель верхнефранского карбонатного резервуара Южно-Тэбукского месторождения, расположенного в Ижма-Печорской впадине.

Разрез ориентирован вкрест простирания зон-индексов (2-9), поэтому их ширина и количественные характеристики градаций соответствуют параметрам типовой модели. Исключением являются зоны 5-ая и 6-ая, где залегание отложений осложнено пологим нарушением взбросового типа, незначительно изменяющим их седиментационную ширину. Амплитуда вертикального перемещения по плоскости сместителя составляет первые метры. Нарушение развито вдоль склонов верхнефранских рифовых построек. Взброс «оперяется» системами макротрещин, затрагивающими отложения 5-ой и 5а градаций. Эти системы хорошо выделяются в приведенном на рисунке разрезе скважины на глубинах 1680-1710 м, 1445-1450 м, 1390-1400 м в виде резких аномальных «всплесков» в записи гаммакаротажа (ГК). Евлановский и ливенский горизонты сложены карбонатно-глинистыми отложениями склона бассейна, органогенно-обломочными доломитами передовых рифовых шлейфов и биогермными доломитами. Последние являются породами-коллекторами.

На месторождении Южный Тэбук залежь нефти многопластовая. Нижняя находится в верхней части евлановско-ливенской рифовой постройки и отделена от вышележащих залежей фамена маломощным пластом глин (глубина залегания 1450 м). Породы-коллекторы представлены вторичными доломитами, развитыми по биогермным известнякам. Характерны поры растворения и каверны. Фаменские продуктивные пласты ( $\Phi_0$ ,  $\Phi_1$ ,  $\Phi_2$ ) маломощные и приурочены преимущественно к зонам трещиноватости. Продуктивные пласты разделяют пласты и пачки глинистых известняков и глин.

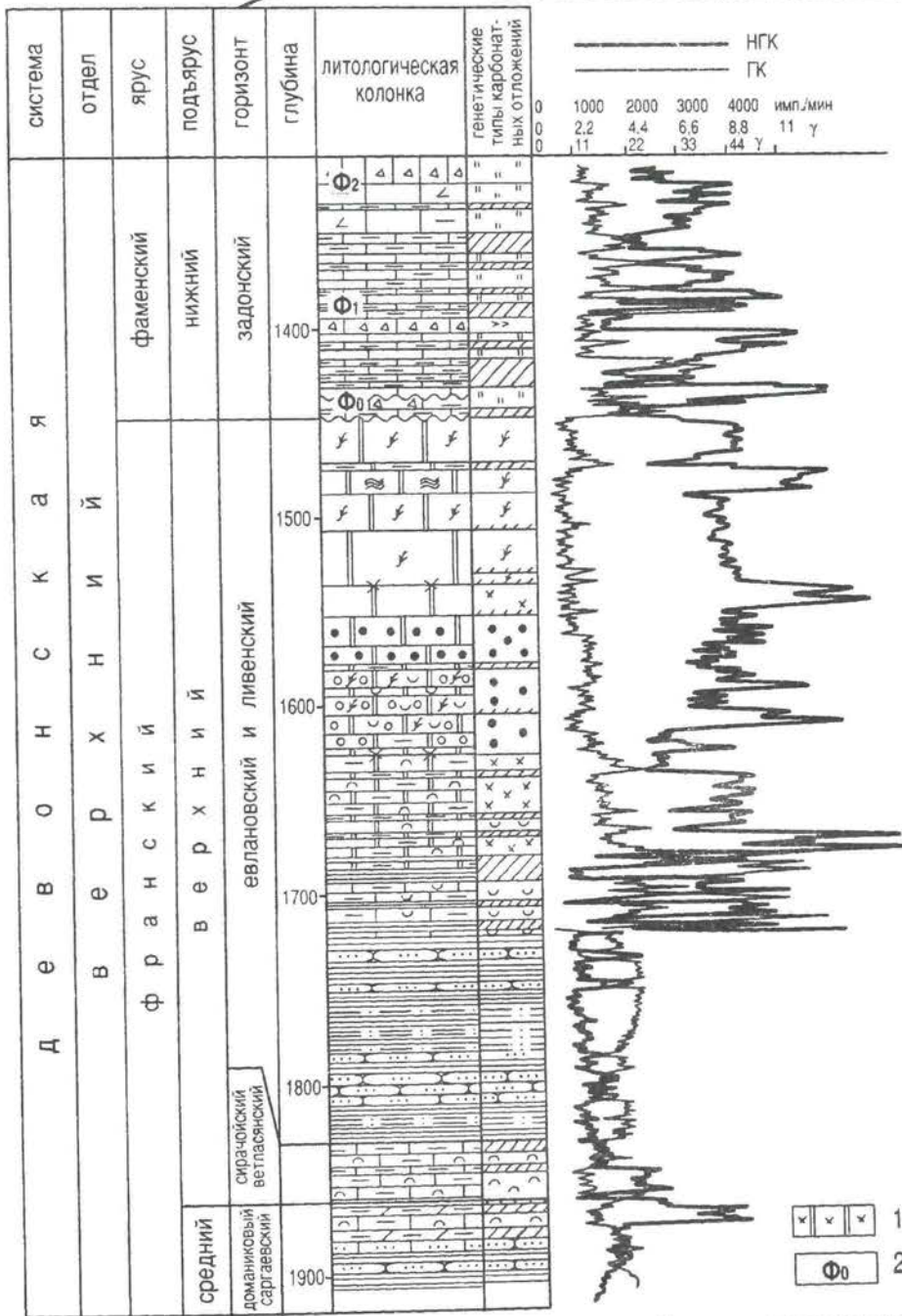
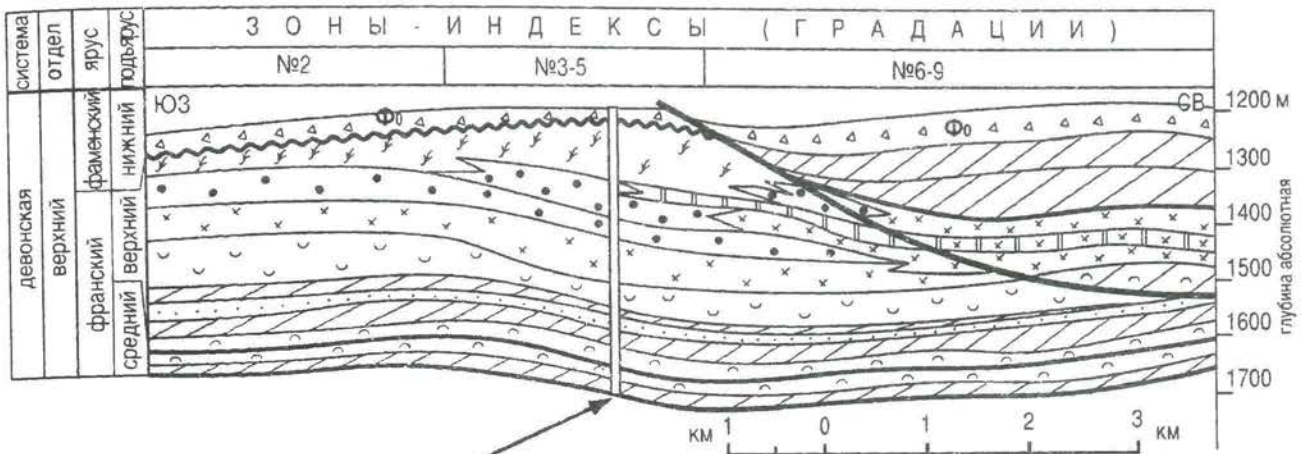


РИС. 67. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ РИФОВОГО РЕЗЕРВУАРА (ФРАНСКИЙ ЯРУС, МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЮЖНЫЙ ТЭБУК, ИЖМА - ПЕЧОРСКАЯ ВПАДИНА). РАЗРЕЗ.

FIG. 67. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE REEF RESERVOIR (THE FRASNIAN STAGE, THE SOUTH TEBUK FIELD, THE IZHMA - PECHORA BASIN).

1 - долотомитизированные известняки склона бассейна; 2 - индексы продуктивных пластов в фаменском ярусе; остальные условные обозначения - для литологической колонки см. табл. 1; для генетических типов отложений см. рис. 7 и рис. 14.



## Волго-Уральская антеклиза Volga-Uralian anteclise

В пределах Волго-Уральской антеклизы и прилегающих районов Урала закономерности распространения и латеральных переходов одних формаций в другие, а также этапность осадконакопления в палеозое /8, 11, 17, 36, 52, 64/ аналогичны установленным для северо-востока Восточно-Европейской платформы и Тимано-Печорской плиты (см. рис. 38). Основные отличия заключаются в следующем:

1. в эйфельском ярусе на Волго-Уральской антеклизе выделяется самостоятельная карбонатная формация, отсутствующая на Тимано-Печорской плите; 2. на большей части территории Волго-Уральской антеклизы отложения ордовикско-нижнедевонского этапа или отсутствуют или представлены нижнедевонскими терригенными породами, карбонатные комплексы появляются на крайнем юго-востоке в районе Соль-Илецкого выступа, а также в Предуральском прогибе и на западном склоне Урала /33, 71./.

В атласе представлены варианты строения карбонатных формаций в различных условиях залегания. На примере девонских отложений Токмовского свода (Турмышская площадь) показано строение карбонатной формации, в которой присутствуют все три подформации – терригенно-сульфатно-карбонатная, карбонатная и карбонатно-глинистая. На этой же территории демонстрируется полный цикл исследований по методике седиментационно-емкостного моделирования (см. рис. 21 и 27), начинающийся изучением керна скважин и заканчивающийся выделением поисковых объектов-ловушек. На примере каменноугольно-нижнепермских отложений Соль-Илецкого выступа показаны закономерности строения карбонатных толщ в условиях сильной нарушенности пологими дислокациями в области сочленения Волго-Уральской антеклизы и Предуральского прогиба. На примере франских отложений Веселовского месторождения в Бузулукской впадине показаны закономерности распределения карбонатных пород-коллекторов в тыловой части барьерной рифовой системы. На Западно-Тепловском месторождении демонстрируются закономерности строения нижнепермских карбонатных формаций в зоне перехода рифовых образований (градации 2-5) к отложениям склона бассейна (градации 6-9).

На рис. 68 представлена карта строения позднефранских формаций Волго-Уральской антеклизы. В позднем фране образовался полный латеральный набор подформаций, входящих в состав карбонатной формации. Области развития терригенно-сульфатно-карбонатной подформации (градации 1а-1ж) расположены преимущественно в центральных частях сводов (Токмовский, Жигулевско-Пугачевский, Татарский, Башкирский и др.) и в Бузулукской впадине. Для них свойственны слоистый характер залегания пород, небольшое содержание глинистых пластов в разрезе, появление сульфатных пластов (гипсов или ангидритов). Мощность терригенно-сульфатно-карбонатной подформации составляет 250-300 м. Глинисто-карбонатная подформация (градации 6-9) приурочена главным образом к Камско-Кинельской системе прогибов и связанных с ней впадин, к Предуральскому прогибу и прогнозируются на южном склоне Волго-Уральской антеклизы в зоне перехода к Прикаспийской синеклизе. Эта область характеризуется развитием глинисто-карбонатных пород, содержащих органическое вещество. Мощность верхнефранских отложений небольшая и не превышает 150-200 м. Зоны развития карбонатной подформации окаймляют склоны палеосводов в виде узкой извилистой полосы, повторяя очертания прогибов. В Предуральском прогибе и по восточной границе Волго-Уральской антеклизы рифовые комплексы часто присутствуют в виде фрагментов, что обусловлено раздробленностью карбонатной толщи разрывными нарушениями значительной амплитуды. Общая мощность верхнефранских карбонатных отложений в рифовых зонах составляет 300-450 м. Карбонатно-глинистая формация верхнего девона установлена только в прилегающих западных районах Южного Урала /27/. Контакт с карбонатной формацией Волго-Уральской антеклизы проходит по зоне надвиговых нарушений ограничивающих с востока Предуральский прогиб. Глубина залегания кровли карбонатов верхнего франа увеличивается с запада на восток и юг-юго-восток. На западе, в районе Токмовского свода кровля франских отложений залегает на глубинах -800 -1200 м. В Камско-Кинельской системе прогибов эта глубина увеличивается до -2000 -2800 метров, на Татарском, Пермском, Башкирском сводах поднимается до -1200 -1500 м. По направлению к Бузулукской впадине поверхность турнейских карбонатов погружается до -3 -4 км, а на Соль-Илецком выступе до -5 -5,5 км. В Предуральском прогибе глубина залегания верхнефранских отложений превышает 5 км. Строение карбонатных формаций Волго-Уральской антеклизы и Предуральского прогиба осложнено разрывными нарушениями различной амплитуды и ориентировки /27, 29, 68/. Преобладающими являются два направления. Первое, субмеридиональное связано с ориентировкой складчатой системы Урала. Второе, субширотное повторяет очертания границы Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы. Предуральский прогиб отделен от Уральской складчатой системы крупной зоной нарушений разграничивающей области развития терригенно-карбонатной группы формаций на Восточно-Европейской платформе от области распространения отложений карбонатно-глинистой группы на Южном Урале. Разрывные нарушения расположенные



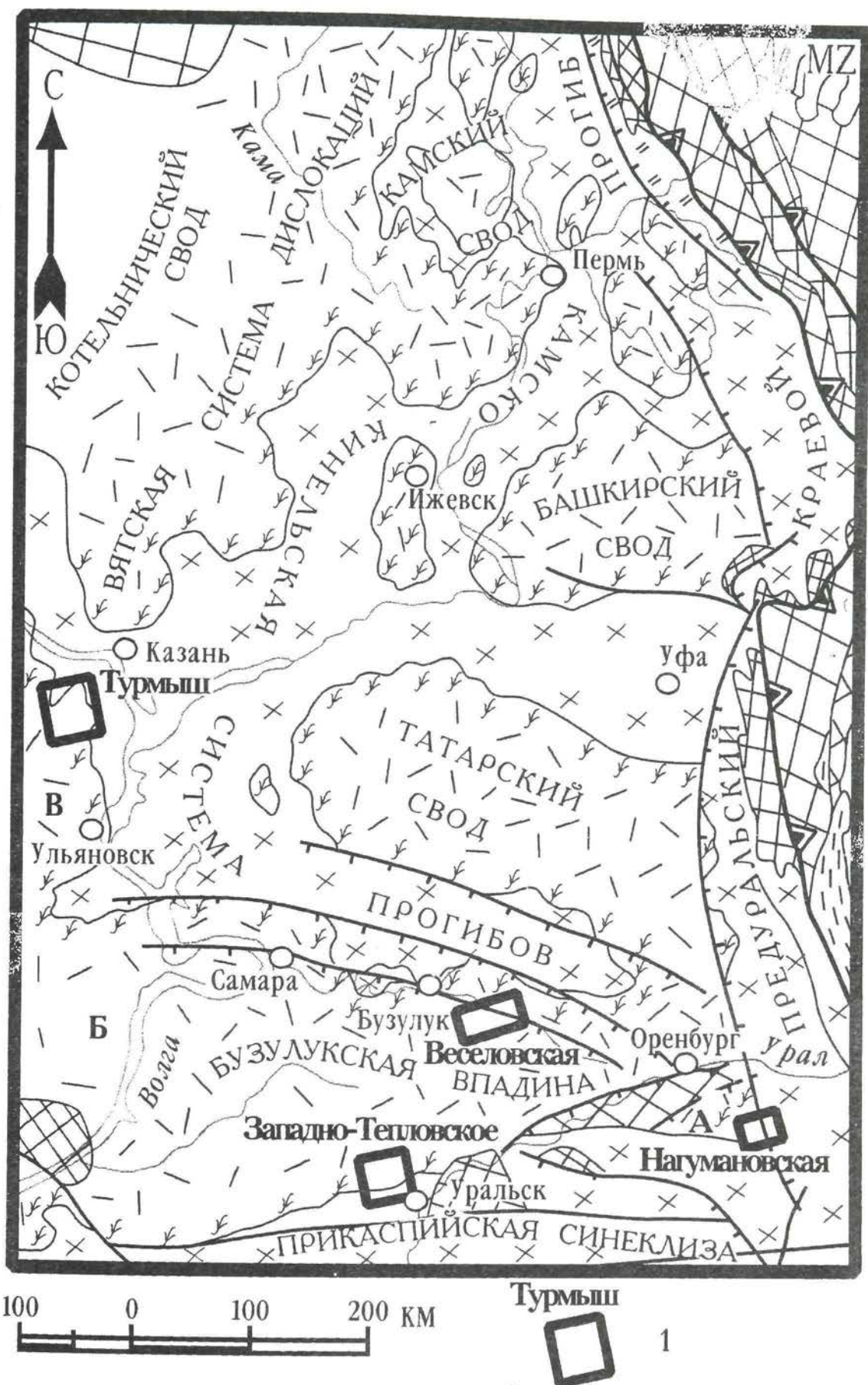


РИС. 68. КАРТА СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ФОРМАЦИЙ ВОЛГО - УРАЛЬСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ РАЙОНОВ.  
 FIG. 68. THE MAP OF STRUCTURE OF UPPER - DEVONIAN FORMATIONS OF THE VOLGA - URAL ANTECLISE AND SURROUNDED AREAS.

А - Соль-Илецкий выступ; Б - Жигулевско-Пугачевский свод; В - Токмовский свод  
 1 - площади, результаты седиментационного емкостного моделирования по которым представлены в атласе  
 Условные обозначения см. рис. 46.



западнее этой зоны относятся к более низким рангам. Количество разрывных дислокаций, нарушающих залегание осадочного чехла, убывает в западном направлении от границы с Уралом. Наибольшее количество нарушений, среди которых преобладают наклонные, наблюдается в Предуральском прогибе, на восточных и южных границах Волго-Уральской антеклизы. Несколько разрывов подобного типа присутствуют на северном и южном бортах Муханово-Ероховского прогиба на юге Камско-Кинельской системы прогибов /68/. Амплитуда перемещений по ним может достигать десятков километров, в результате чего в соседних блоках по нарушениям контактируют тела терригенно-сульфатно-карбонатной и глинисто-карбонатной подформаций, а карбонатная подформация в условиях современного залегания «выпадает» из латеральной последовательности. Чаще выделяются нарушения, вдоль которых наблюдаются тектонические контакты градаций. Кроме нарушений, имеющих заметную амплитуду, в карбонатных породах развиты протяженные пологие зоны макротрещиноватости, по которым смещения слоев практически не происходят.

На рис. 69 приведен разрез девон-нижнекаменноугольных отложений, характерный для востока Токмовского свода, пройденный скважиной на площади Турмышская. На глубине 1698 м вскрыта граница девона с осадочно-метаморфическим комплексом фундамента, представленного песчаниками, кварцитами, гнейсами, кремнистыми сланцами, среди которых широко развиты тектониты. Отложения среднего девона палеонтологически не обособлены. К ним отнесен 10-метровый пласт серых мелкозернистых песчаников в различной степени пористых. На глубине 1664 м проходит граница нижнего и среднего подъярусов франского яруса. Нижний подъярус объединяет пашийский и тиманский горизонты. Пашийский горизонт сложен белыми рыхлыми кварцевыми песчаниками, содержащими прослой черных, обогащенных органическим веществом, аргиллитов, алевролитов и мергелей. Тиманский горизонт представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и мергелей. На глубине 1612 м проводится граница среднего и верхнего подъярусов франского яруса. Среднефранский подъярус объединяет саргаевский горизонт, представленный переслаиванием глинистых и детритовых известняков с мергелями открытого шельфа и семилукский, сложенный преимущественно плотными детритовыми слоистыми известняками, формировавшимися в условиях открытого мелкого шельфа. На глубине 1452 м проведена граница воронежского и евлановского горизонтов верхнефранского подъяруса. В интервалах глубин 1460-1470 м развиты речико-воронежские биогермные кораллово-водорослевые, шлейфовые органогенно-обломочными, плотные, пористые и трещинно-кавернозные известняки и реже доломиты рифовой группы, плотные шламовые и глинистые известняки и доломиты склона бассейна, а также пелитоморфные и комковатые карбонаты закрытого шельфа. Евлановско-ливленские отложения представлены известняками и доломитами рифовой группы и закрытого шельфа. На глубине 1331 м в основании пачки глинистых известняков проведена граница франских и фаменских отложений. Глинистые известняки открытого шельфа соответствуют началу новой трансгрессии в раннем фамене. Отложения среднего фамена представлены пористыми и кавернозными биогермными и обломочными пористыми известняками рифовой группы и плотными карбонатами закрытого шельфа. На глубине 1060 м проведена граница среднего и верхнего фамена. В верхнефаменском комплексе преобладают сильно трещиноватые, раздробленные биогермные известняки рифовой группы и шламовые известняки склона бассейна. На глубине 1030 м в основании пласта глинистых черных битуминозных карбонатов проведена граница верхнего фамена и турнейского яруса нижнего карбона (черепетский и упинский горизонты). Турнейские известняки представлены обломочными переотложенными карбонатами. Граница турнейского и визейского ярусов установлена на глубине 1012 м и проходит в основании 2-х метрового пласта черных разбухающих битуминозных глин, содержащих тонкие пласти и линзы алевролитов и мелкозернистых кварцевых песчаников. В интервале глубин 1002-1012 м выделяются отложения тульского и бобриковского горизонтов (пестроокрашенные глины, алевролиты и песчаники). В скважине в этом интервале установлена зона интенсивного дробления пород. Карбонатно-ангидритовые песчаники и глины перемяты, кливажированы, наблюдаются многочисленные зеркала скольжения. Граница нижнего и среднего карбона проведена на глубине 855 м. Верхневизейско-серпуховские отложения представлены в нижней части органогенно-детритовыми известняками, в верхней части – мелкокристаллическими закарстованными белыми сахаровидными кристаллическими и органогенно-обломочными известняками. Выше залегают глинисто-алевролитовые карбонаты, алевролиты и аргиллиты верейского горизонта окрашенные гидроокислами железа в красно-бурые тона. Наблюдаются многочисленные зеркала скольжения.

На фоне нормальной вертикальной последовательности отложений и слоистой формы залегания осадочных тел в девон-нижнекаменноугольном интервале разреза выделяются следующие типы геологических аномалий:

1. поверхности стратиграфических несогласий в основании среднедевонского терригенного комплекса, в подошве отложений фаменского, турнейского и башкирского ярусов;
2. пласти и линзы переотложенных карбонатов, связанных со стратиграфическими несогласиями;
3. рифовые массивы, образующие холмовидные и линзовидные тела;
4. наклонные нарушения и связанные с ними зоны трещиноватости;
5. палеокарстовые полости, выполненные карбонатно-глинистым материалом.



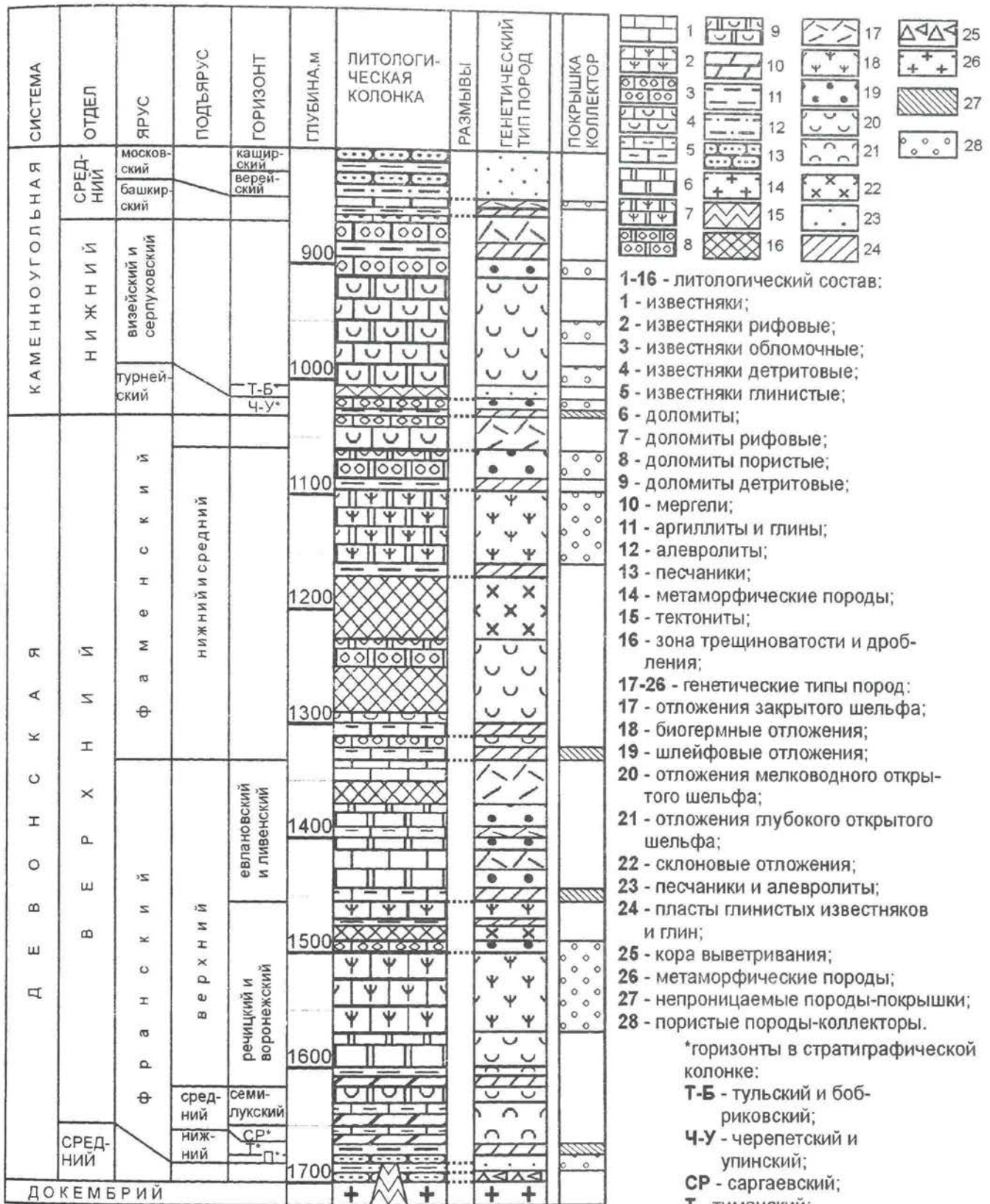


РИС. 69. РАЗРЕЗ ДЕВОНСКО - НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (СЕВЕРО - ВОСТОК ТОКМОВСКОГО СВОДА, ПЛОЩАДЬ ТУРМЫШСКАЯ).  
 FIG. 69. DEVONIAN - LOWER CARBONIFEROUS DEPOSITS ( THE NORTH - EAST OF THE TOKMOVSKY ARCH, THE TURMYSHSKAIA AREA). SECTION.



В девонско-нижнекаменноугольных отложениях выделяется несколько уровней развития пород-коллекторов:

1. песчаники пашийского горизонта, Кп (открытая пористость) 7-20%; 2. рифовые отложения речичьего и воронежского горизонтов, Кп 5-12%; 3. рифовые и обломочные известняки среднего фамена, Кп 6-15%; 4. обломочные известняки турнейского яруса, Кп 6-11%; 5. детритовые и обломочные известняки нижнего карбона, Кп 6-11%; 6. обломочные известняки башкирского яруса, Кп 6-8%; 7. песчаники верейского и каширского горизонтов, Кп 6-19%.

В этом же интервале выделено четыре пачки глин или глинистых известняков, которые могут служить покрывками для залежей нефти:

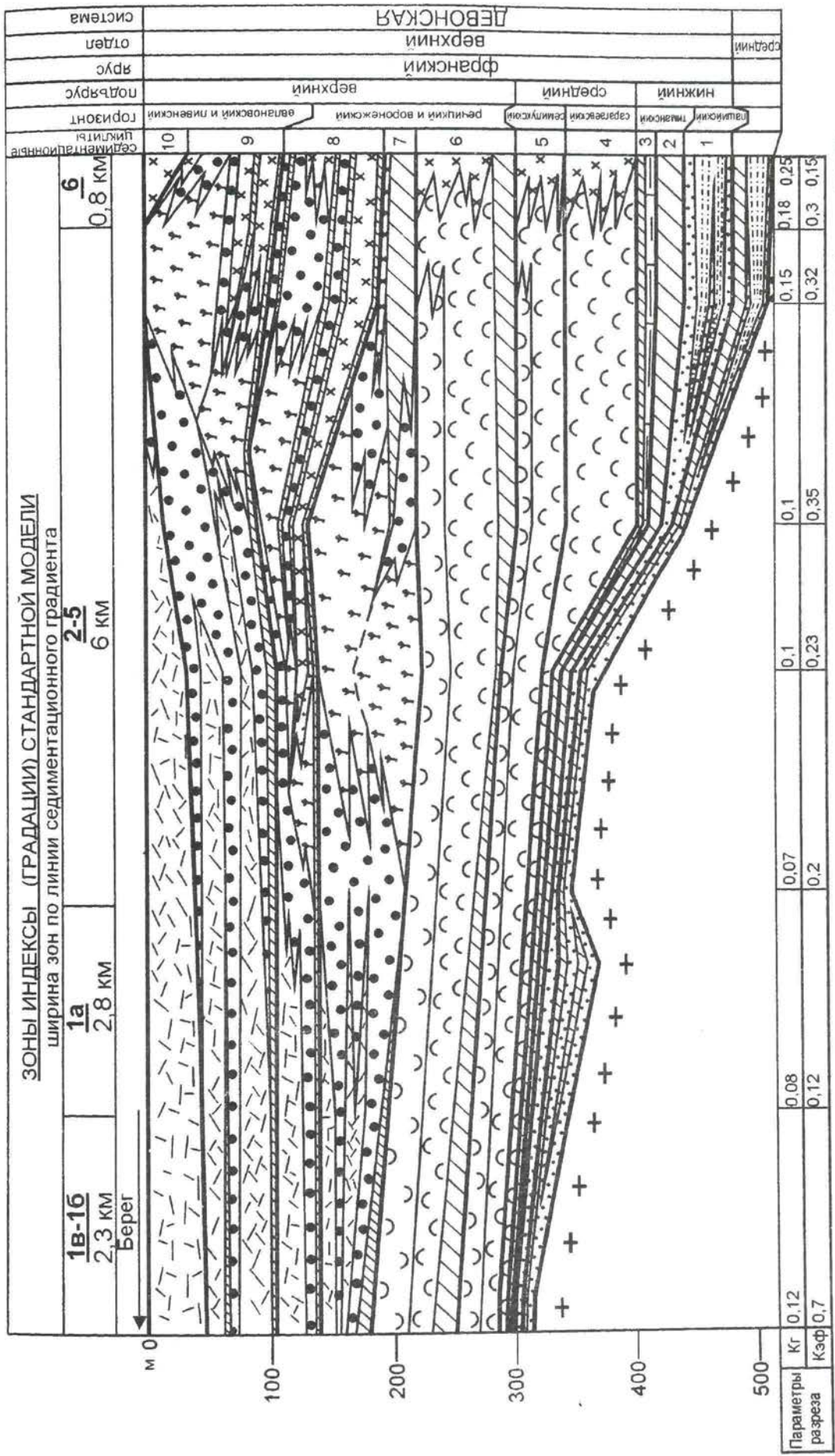
в тиманском горизонте, в подошве евланово-ливенских отложений, в подошве фаменского яруса, в подошве турнейского яруса.

Глинистые отложения бобриковского горизонта в разрезе скважины попадают в зону дробления и на этом участке не могут служить покрывкой (см. рис. 69).

На **рис. 70** изображена типовая модель франской карбонатной формации Токмовского свода, соответствующей верхней части тиманского горизонта, саргаевскому, семилукскому, речичьему, воронежскому, евлановскому и ливенскому горизонтам. Переход от нижележащих терригенных отложений к карбонатным постепенный. Верхняя граница проводится по подошве глинистого пласта в основании фаменской карбонатной формации. В основу построения модели были положены данные по пяти скважинам на Канашской, Урмарской и Турмышской площадях. В результате исследований установлено, что скважина на Канашской площади вскрыла разрез закрытого шельфа (градация 1б). Для этой зоны характерно слоистое строение карбонатного разреза, отсутствие рифовых построек, низкие значения Кг и небольшой процент содержания пород-коллекторов. Остальные скважины на Урмарской и Турмышской площадях прошли разрезы, в которых преобладают рифовые отложения (мощностью до 50-100 м). Для них характерны низкие значения Кг и высокие значения Кэф. В разрезе вскрытом скважиной на Турмышской площади верхнефранские рифовые отложения перекрыты мощной толщей слоистых плотных карбонатов евлановского и ливенского горизонтов. В скважинах на Урмарской площади рифовые отложения установлены выше по разрезу. В том же направлении увеличивается общая мощность и глинистость франской карбонатной толщи, а также общая мощность терригенного среднедевонско-нижнефранского комплекса. В результате сравнения разрезов скважин со стандартной моделью установлено, что Турмышская площадь и близлежащие территории расположены в пределах франской барьерной рифовой системы (градации 2-5), а также в области закрытого шельфа (градации 1а-1в). Этот участок является частью зоны развития верхнефранско-фаменских рифовых фаций, выделенных И.А. Антроповым под названием "Большого Волго-Вятского девонского барьерного рифа" /52/. Исследования, проведенные с использованием технологии СЕМ, позволили детализировать строение рифовой системы, достроить части формации, не вскрытые скважинами, включая склон (градация 6), участки барьерной рифовой системы (градация 3), межрифовые каналы и области закрытого шельфа (градации 1а и 1в) и, таким образом, получить типовые модели анализируемых осадочных комплексов.

На типовых моделях в качестве основных рабочих стратиграфических единиц использованы седиментационные циклиты, которые с одной стороны увязаны с циклитами того же порядка стандартной модели (рис. 7), а с другой – со стратиграфическими горизонтами франского яруса Восточно-Европейской платформы. Франская карбонатная толща по набору генетических типов отложений в разрезе подразделяется на две части. Нижняя часть сложена слоистыми отложениями открытого шельфа и соответствует интервалу от тиманского горизонта (3 седиментационный циклит) до речичьего горизонта (6 седиментационный циклит). Мощность и строение этого интервала мало меняется по площади. Верхняя часть, охватывающая отложения воронежского, евлановского и ливенского горизонтов (седиментационные циклиты 7-9), представлена разнообразным набором генетических типов отложений – рифовых, склоновых и закрытого шельфа и сильно изменчива даже на незначительных расстояниях. Нижняя часть соответствует этапу формирования пологого открытого шельфа (стадия рампы), верхняя часть – этапу образования и роста барьерной рифовой системы (римовая стадия). По соотношению карбонатных и глинистых отложений и процентному содержанию в разрезе отложений различного генезиса во франской карбонатной формации выделено три подформации: терригенно-сульфатно-карбонатная (градации 1а-1в), карбонатная (градации 2-5) и терригенно-карбонатная (градация 6). Наибольшие значения Кэф, достигающие значений 0,35, приурочены к разрезам центральной части барьерной рифовой системы (градации 4-5а). По направлению к разрезам склона (градация 6) значения Кэф резко уменьшаются до 0,15 и меньше. В разрезах тыловой части рифа (градации 2-3) Кэф составляет от 0,2 до 0,3 и далее в разрезах закрытого шельфа (градации 1б-в) уменьшается до 0,07. Наименьшие значения коэффициента глинистости наблюдаются в разрезах барьерной рифовой системы (градации 2-5) и закрытого шельфа (градация 1а-1в). В разрезах склона (градация 6) Кг возрастает до 0,25 за счет увеличения количества глинистых пластов в интервалах развития склоновых отложений. Закономерности изменения и величина значений Кг в типовой модели практически не отличаются от стандартных (см рис. 7).





**РИС. 70. ТИПОВАЯ МОДЕЛЬ ФРАНКСКОГО КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА ТОКМОВСКОГО СВОДА.**  
FIG. 70. TYPE MODEL OF THE FRASNIAN CARBONATE COMPLEX OF THE ТОКМОВСКИЙ АРЧ.

**1-6** - генетические типы карбонатных отложений: **1-2** - породы-коллекторы; **1** - рифовые; **2** - шлейфовые; **3-6** - плотные карбонаты; **3** - мелководного открытого шельфа; **4** - глубоководного открытого шельфа; **5** - закрытого шельфа; **6** - склона бассейна; **7** - глины, глинистые известняки, мергели; **8** - песчаники; **9** - плотные песчаники и алевролиты; **10** - породы фундамента; **11-12** - границы; **11** - циклитов; **12** - прочие.



Направленность изменения Кэф, отражающая изменения количества пластов-коллекторов, также соответствует стандартной модели. Вместе с тем значения Кп пород-коллекторов значительно меньше стандартных, так как карбонатные породы палеозоя прошли различные стадии преобразования в течение длительного периода геологического времени. В частности, значения открытой пористости для слабоизмененных отложений рифовой группы могут достигать 18-20% (см. табл. 2), а в скважине на Турмышской площади они не превышают 12% (см. описание рис.69). Кроме этого, в отличие от стандартной модели для франской карбонатной формации на Токмовском своде характерно очень небольшое количество пластов сульфатов, что обусловлено предфаменским размывом. В зависимости от интервалов развития рифовых построек на типовой модели градации объединены в следующие группы:

1. градации 1в-1б – в которых шлейфовые отложения развиты в виде отдельных пластов и рифовые постройки отсутствуют; 2. градация 1а – пласты обломочных известняков рифовых шлейфов играют заметную роль в речицко-воронежском интервале разреза; 3. градации 2 и 3 – тыловая часть рифовой системы, в которой развиты рифовые массивы речицко-воронежского возраста, перекрытые мощными слоистыми евланово-ливенскими отложениями; 4. градации 4, 5а, 5 – центральная и фронтальная часть барьерной рифовой системы, где развиты евланово-ливенские рифовые массивы и речицко-воронежские отложения передовых рифовых шлейфов, а обломочные известняки тыловых шлейфов представлены небольшой мощностью; 5. градация 6 – склон, где преобладают пласты обломочных карбонатов передовых рифовых шлейфов, чередующиеся с плотными шламowymi и глинистыми известняками склона бассейна. Эти подразделения использованы в качестве основных элементов при составлении карты строения формации на рис. 75.

На **рис. 71** изображена типовая модель фаменско-турнейского карбонатного комплекса Токмовского свода, где показан характер верхней границы фамена и распределение различных типов отложений в фаменско-турнейском резервуаре. Седиментационная структура верхней части фаменского карбонатного комплекса сильно нарушена, в результате пред- и послетурнейского размыва. Отложения верхнего фамена и турне представлены горизонтами переотложенных карбонатов. Подсчет параметров (процентное соотношение генетических типов, Кэф и Кг) разреза фаменско-турнейских отложений в скважинах на Канашской, Урмарской и Турмышской площадях и сравнение их с параметрами стандартной модели (см. рис. 7) показали, что скважинами на этой территории вскрыты разрезы градаций 1б, 2 и 5. В разрезе фаменско-турнейских отложений выделено восемь седиментационных циклитов<sup>8</sup>. Стадия открытого шельфа охватывает 11-13 седиментационные циклиты. Стадии образования барьерной рифовой системы и экранированного шельфа соответствуют циклиты 14 и 15. Горизонты переотложенных верхнефаменских и турнейских карбонатов, соответствующих размыву в турнейском веке, пересекают границы градаций в виде пластов относительно выдержанной мощности и состава. При подсчете значений Кэф и Кг для типовой модели, верхнефаменско-турнейские обломочные переотложенные карбонаты были включены в объем анализируемого интервала. Этим объясняются отличия параметров одноименных градаций стандартной и типовой моделей. Значения Кэф в градациях 1а, 1б, 1в и 6 превышают стандартные в результате появления обломочных пород-коллекторов в горизонтах переотложения. Градации 2, 3, 4, 5 и 5а слабо отличаются значениями Кэф и Кг и при картировании объединены в одну зону. Кроме того, в градациях 6 и 1б и 1-в происходит небольшое уменьшение Кг, за счет увеличения количества пластов «чистых» карбонатов в верхнем фамене и турне.

<sup>8</sup> Для франско-фаменского интервала дана единая нумерация седиментационных циклитов.



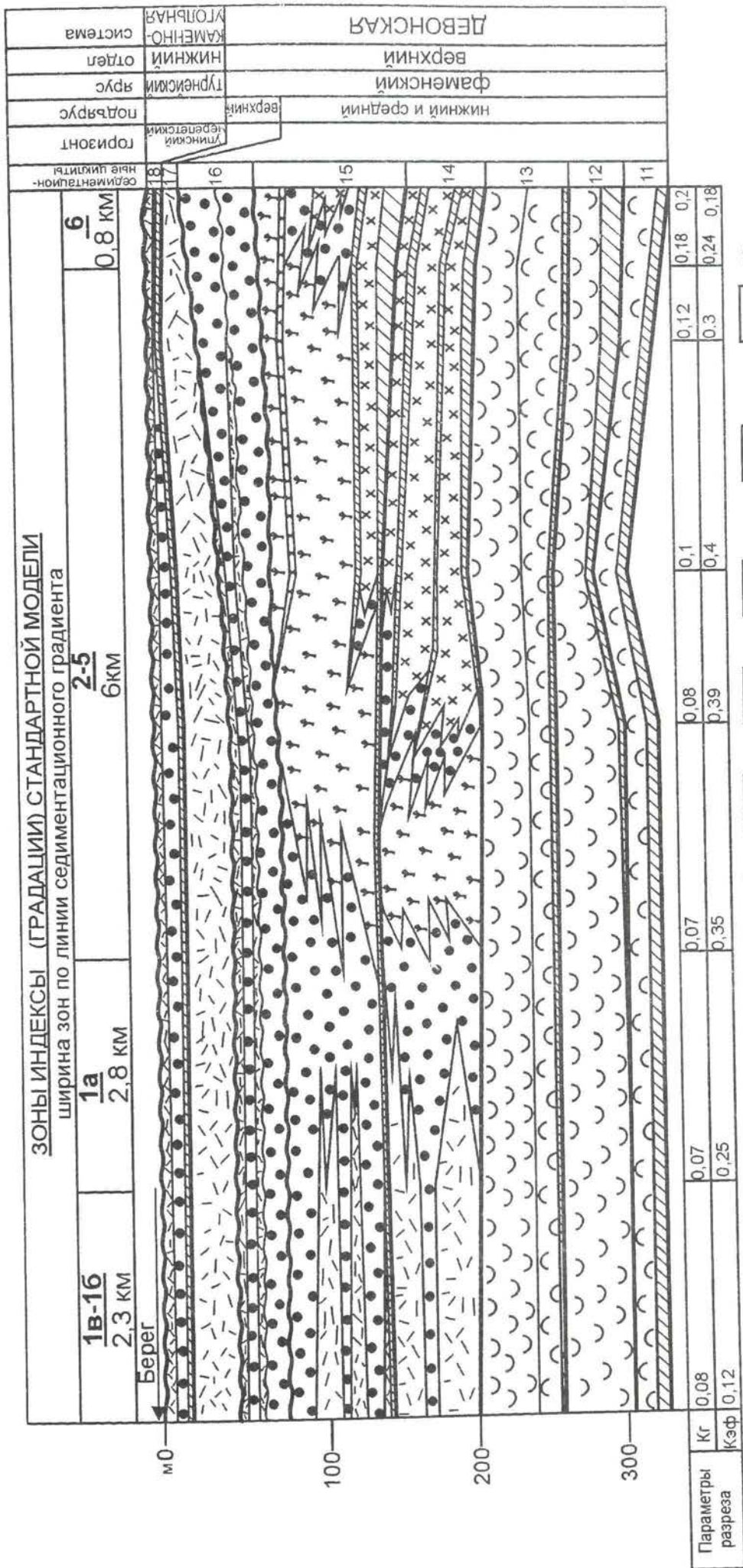


РИС. 71. ТИПОВАЯ МОДЕЛЬ ФАМЕНСКО - ТУРНЕЙСКОГО КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА ТСКМОВСКОГО СВОДА.  
FIG. 71. TYPE MODEL OF THE FAMENNIAN - TURNENIAN CARBONATE COMPLEX OF THE TOKMOVSKY ARCH.

1-6 - генетические типы карбонатных отложений: 1 - рифовые; 2 - шлейфовые; 3-6 - плотные карбонаты;  
3 - мелководного открытого шельфа; 4 - глубоководного открытого шельфа; 5 - закрытого шельфа; 6 - склона бассейна; 7 - глины, глинистые известняки, мергели; 8-10 - границы; 8 - циклитов; 9 - прочие; 10 - перерывов.



На рис. 72, 73 и 74 изображен фрагмент модели строения девон-нижнекаменноугольных карбонатных резервуаров Турмышского блока Токмовского свода, выполненный по сейсмическому профилю, проходящему через центр площади с севера на юг. Рисунки 72, 73, 74 представляют собой фрагменты единого разреза. Рис. 72 соответствует северной части профиля, рис. 73 – центральной, рис 74 - южной. Модель конкретного объекта, в отличие от типовой, учитывает все постседиментационные изменения, включая изменения пород на этапах эпии и гипергенеза, а также тектонические нарушения и связанные с ними системы трещиноватости. Она разрабатывается путем проведения геологической интерпретации сейсмических материалов на основе использования типовой седиментационно-емкостной модели района исследований, специальных методов, интерпретации сейсмических и промыслово-геофизических данных, результатов изучения керна, шлифов, петрофизических анализов, методов картирования по технологии СЕМ, процедур пересчета мощностей карбонатных отложений с учетом седиментационных градиентов и градиентов скорости погружения.

На Турмышском объекте для “привязки” типовых моделей к волновой картине применялась специальная методика трансформации сейсмической записи в виде разрезов частотно-временных зависимостей – ЧВЗ /16/, позволившая выделить сейсмоаномалии различных типов. Сопоставление соответствующих интервалов сейсмической записи с типовой моделью девон-нижнекаменноугольных отложений позволило установить геологическую природу аномалий. В северной части профиля (рис. 72) выделяется зона карбонатно-глинистых отложений склона бассейна с характерной формой пластового залегания и почти не содержащие пород-коллекторов (градации 6-7, Кэф= 0,15-0,20). Далее к югу профиль пересекает франскую и фаменскую рифовые системы, соответствующие градациям 4-ой и 5-ой, в которых значения Кэф возрастают до 0,30-0,40, а мощность отложений – до 180 м. Южнее франские рифовые массивы перекрыты пачкой плотных известняков закрытого шельфа евлановского и ливенского горизонтов (градации 2-3). В них выделяются тонкие пласты обломочных карбонатов тыловых рифовых шлейфов. Общее значение Кэф для франских отложений составляет 0,20-0,25. Область развития рифовых отложений в этом сечении имеет полный набор седиментационных зон и ширина ее не превышает 5 км.

На рисунке 73 профиль пересекает тыловые части фаменской и франской барьерных рифовых систем (Кэф=0,20-0,30, градации 2-3) и закрытого шельфа (градации 1а, Кэф - 0,12-0,20). На рис. 74 изображено сечение карбонатной толщи в области развития слоистых отложений межрифового пролива, для которой характерно сочетание в разрезе рифовых, склоновых отложений и карбонатов закрытого шельфа и пониженные значения Кэф (0,15-0,17).

Нижнекаменноугольные отложения, включая терригенную пачку тульского и бобринского горизонтов, а также карбонаты визейского и серпуховского ярусов практически не меняют состав и мощность. В этом интервале разреза наблюдаются участки развития палеокарста, выделяющиеся в виде аномалий сейсмической записи на фоне хорошо прослеживаемых устойчивых отражений.

Установлено четыре зоны пологих нарушений, наклоненных на север под углами 5°-10°, сопровождающиеся интенсивным развитием трещиноватости и вторичной пористости в карбонатах. Плоскости сместителей часто совпадают с глинистыми пластами, разделяющими разновозрастные рифовые постройки, по которым происходили малоамплитудные перемещения блоков известняков. Наибольшая концентрация нарушений наблюдается в зоне контакта массивных франских и фаменских рифовых образований со слоистыми глинисто-карбонатными породами того же возраста (рис. 72).



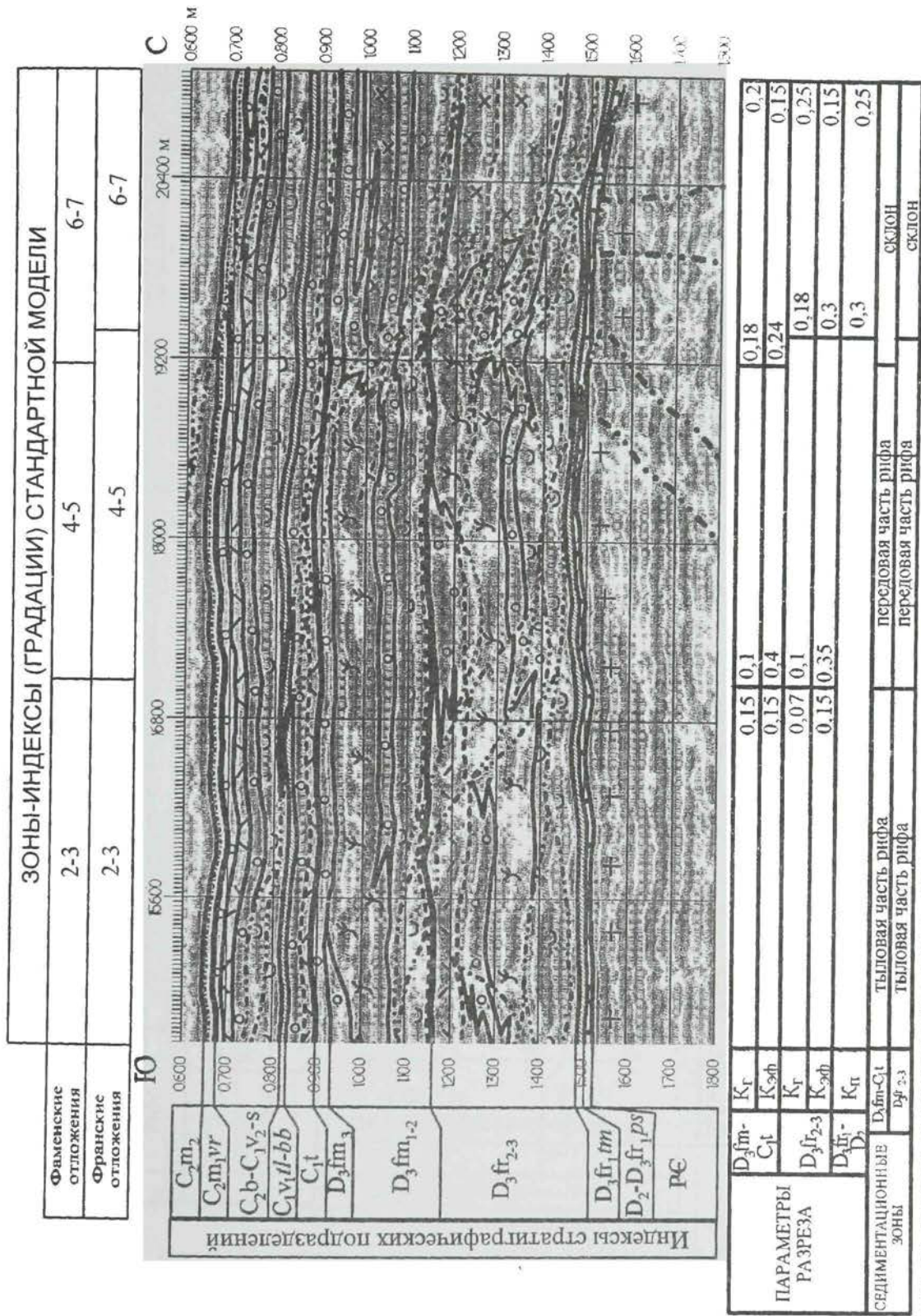
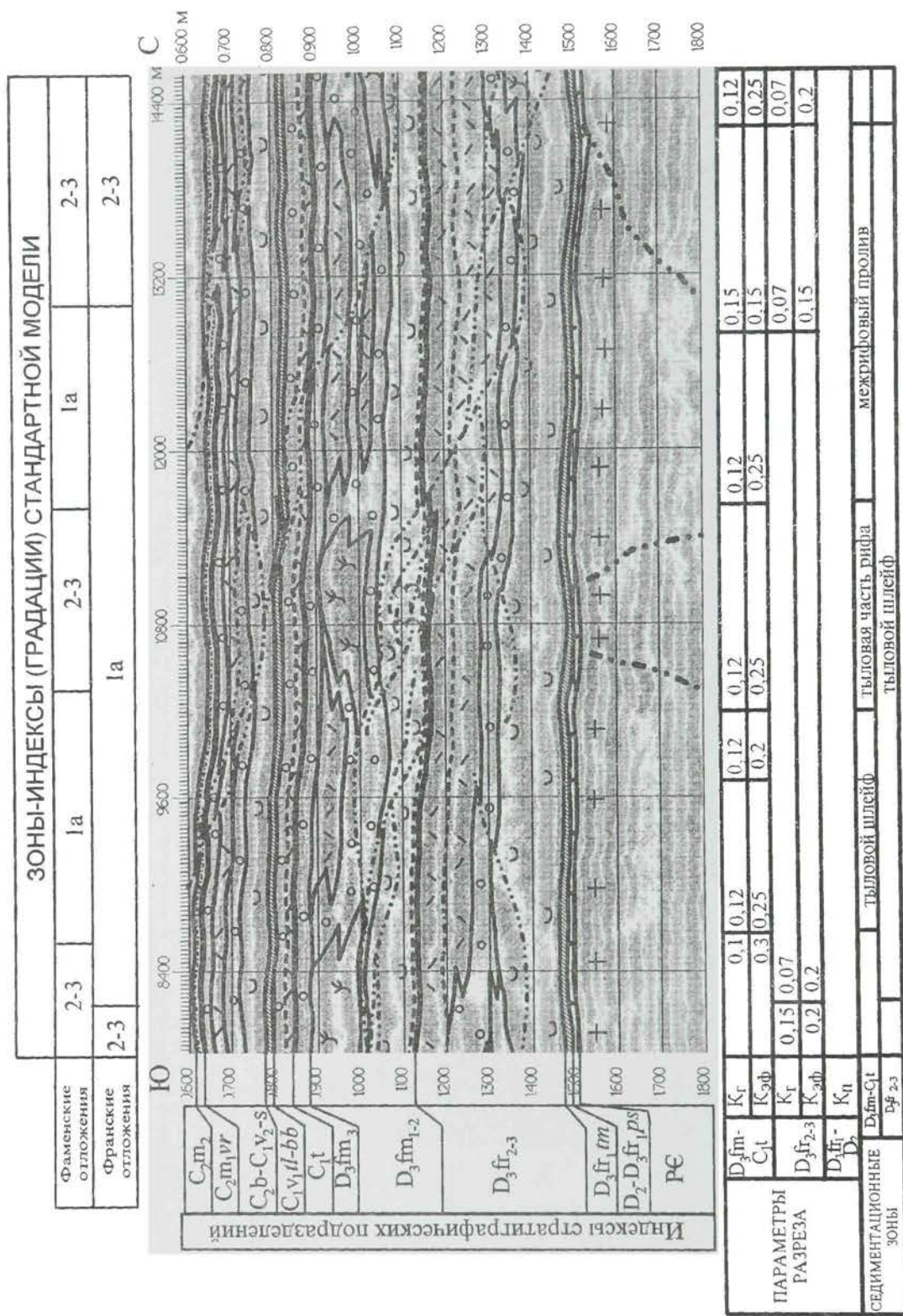


РИС. 72. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ДЕВОНСКО - НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В ЗОНАХ - ИНДЕКСАХ 4 - 6. БАРЬЕРНАЯ РИФОВАЯ СИСТЕМА И СКЛОН БАСЕЙНА (ПЛОЩАДЬ ТУРМЫШСКАЯ, ТОКМОВСКИЙ СВОД). РАЗРЕЗ.

FIG. 72. MODEL OF THE STRUCTURE OF DEVONIAN - LOWER CARBONIFEROUS CARBONATE RESERVOIRS OF ZONES - INDEXES 4 - 6. THE BARRIER REEF SYSTEM AND SLOPE OF BASIN (THE TURMYSH AREA, THE TOKMOVSKY ARCH) SECTION.

Условные обозначения см. рис. 33.



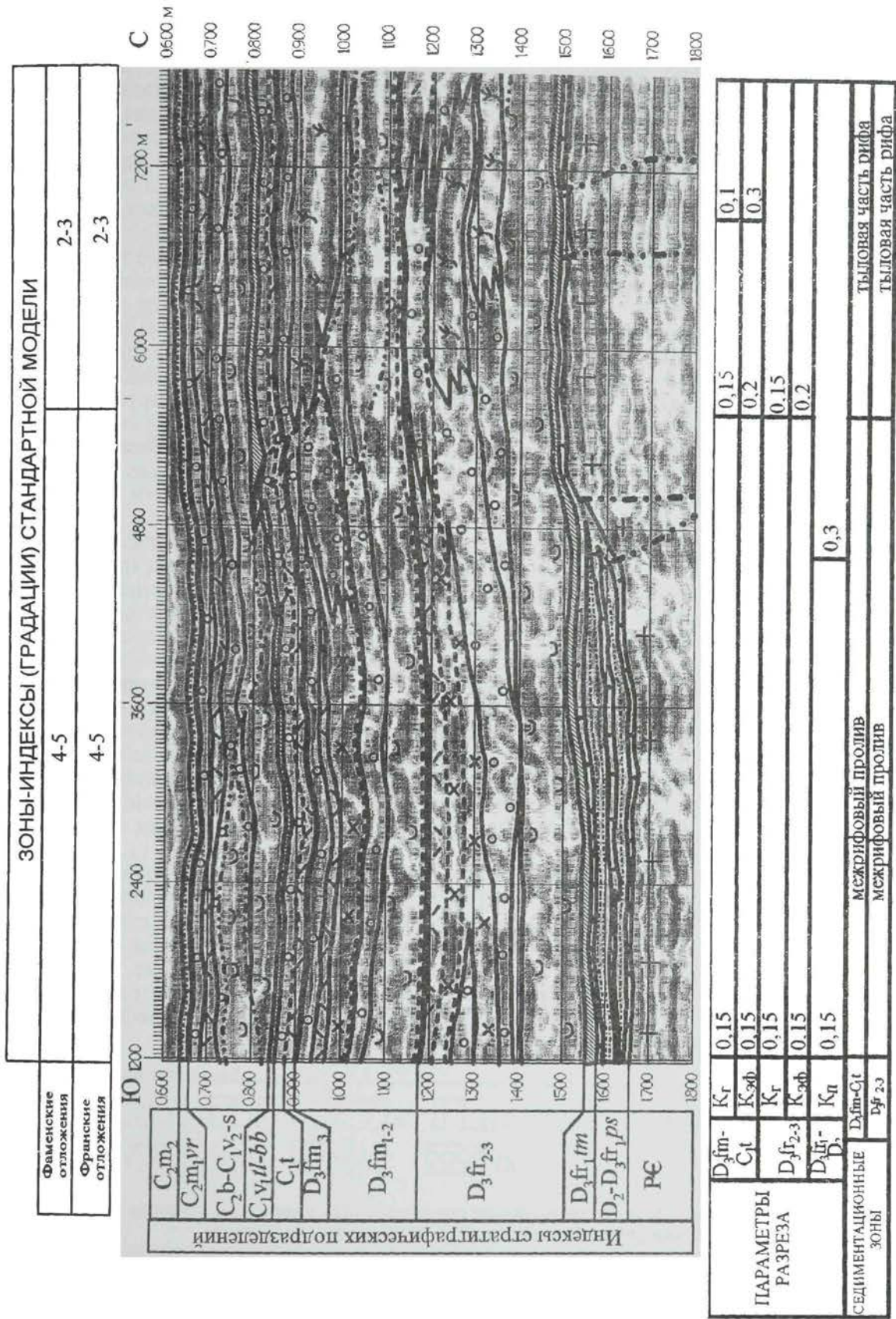


**РИС. 73. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ДЕВОНСКО - НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В ЗОНАХ - ИНДЕКСАХ 1a - 3. ТЫЛОВАЯ ЧАСТЬ БАРЬЕРНОЙ РИФОВОЙ СИСТЕМЫ (ПЛОЩАДЬ ТУРМУШСКАЯ, ТОКМОВСКИЙ СВОД). РАЗРЕЗ.**

**FIG. 73. MODEL OF THE STRUCTURE OF DEVONIAN - LOWER CARBONIFEROUS CARBONATE RESERVOIRS ZONES - INDEXES 1a - 3. INNER SLOPE OF REEF (TURMUSH AREA, TOKMOVSKY ARCH). SECTION.**

Условные обозначения см. рис. 33.





**РИС. 74. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ДЕВОНСКО - НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В ЗОНАХ - ИНДЕКСАХ 3 - 5. БАРЬЕРНАЯ РИФОВАЯ СИСТЕМА (ПЛОЩАДЬ ТУРМУШСКАЯ, ТОКМОВСКИЙ СВОД). РАЗРЕЗ.**  
**FIG. 74. MODEL OF THE STRUCTURE OF DEVONIAN - LOWER CARBONIFEROUS CARBONATE RESERVOIRS ZONE-INDEXES 3-5. THE BARRIER REEF SYSTEM (THE TURMUSH AREA, THE TOKMOVSKY ARCH). SECTION.**

Условные обозначения см. рис. 33.



На **рис. 75** приведена карта строения франского карбонатного резервуара на Турмышской площади Токмовского свода. На карте показаны: характер распределения зон-индексов франской карбонатной формации, морфология поверхности и глубина залегания верхнефранских карбонатных отложений, распределение крупных зон трещиноватости, развитых по пологим нарушениям.

Во франской карбонатной формации выделяется три подформации: 1. терригенно-сульфатно-карбонатная (зоны-индексы 1а-1в); 2. карбонатная, содержащая образования барьерной рифовой системы (зоны индексы 2-5); 3. глинисто-карбонатная (зоны-индексы 6-7).

Франская барьерная рифовая система образует выступ, направленный на северо-восток, в пределах которого выделяется 2 зоны: 1. тыловая часть (зоны-индексы 2 и 3); 2. фронтальная и центральная части (зоны индексы от 4 до 5). В тыловой части рифовые массивы приурочены к речицкому и воронежскому горизонтам и перекрыты слоистыми отложениями закрытого шельфа евлановского и ливенского горизонтов. Для нее свойственны значения Кэф от 0,20 до 0,30. Во фронтальной и центральной частях системы рифовые массивы увеличиваются в мощности и расположены в евлановском и ливенском горизонтах. Кэф достигает величины 0,32.

Рифовая система прорезана тремя межрифовыми проливами. Для проливов характерно низкое содержание рифовых отложений (10-15%) и сочетание в едином вертикальном разрезе плотных отложений склона и закрытого шельфа, слагающих до 60% объема формации. В связи с этим в местах пересечения барьерной системы межрифовыми проливами значения Кэф в градациях 2-5 падают до 0,15-0,17, за счет уменьшения пластов и линз пород-коллекторов рифового генезиса. Межрифовые проливы занимают до 30% площади барьерной рифовой системы.

К северу и востоку от барьерной рифовой системы прослежены зоны-индексы 6 и 7, соответствующие палеосклону. В 6-ой и 7-ой градациях преобладают плотные глинисто-карбонатные отложения. Кэф не превышает 0,15 и на большей части территории составляет менее 0,10.

К юго-западу от барьерной системы расположена область развития разрезов зон-индексов 1а, 1б и 1в, в которых наблюдается пластовое залегание разнообразных плотных известняков закрытого шельфа и прибрежных лагун. Зоны-индексы 1б-1в объединены. Значения Кэф в них изменяются от 0,07 до 0,12. В зоне-индексе 1а величина Кэф увеличивается до 0,20.

Морфология поверхности франской толщи в большой степени определяется седиментационной структурой формации. На участках развития рифовых массивов наблюдается наиболее высокое положение кровли франских отложений. Понижения между структурами территориально совпадают с межрифовыми проливами. Абсолютная глубина залегания кровли франских отложений меняется от -1250 до -1115 м. Выделяется две замкнутых положительных структуры по изогипсе-1160, амплитуда которых не превышает 40-50 м. Одна из них, расположенная на северо-востоке, наложена на рифовый массив в центральной части барьерной рифовой системы (зоны-индексы 4-5). Вторая в центре листа выделяется в тыловой зоне барьерной рифовой системы (зона-индекс 1а). Южная складка по изогипсе -1160 незамкнута и раскрыта на юг.

Залегание франской карбонатной толщи осложнено тремя зонами трещиноватости, обусловленными системами малоамплитудных пологих нарушений субширотного простирания. Нарушения развиты на контакте рифовых массивов с глинисто-карбонатными отложениями рифового склона. Наблюдается последовательное смещение плоскости сместителя в западном направлении по поверхности глинистых пластов, разделяющих разновозрастные постройки. Смещение блоков рифовых известняков привело к образованию макро- и микротрещиноватости, каверн и пор растворения. На площади имеется одна скважина, вскрывшая рифовые отложения, но оказавшаяся вне контура антиклинальной структуры.



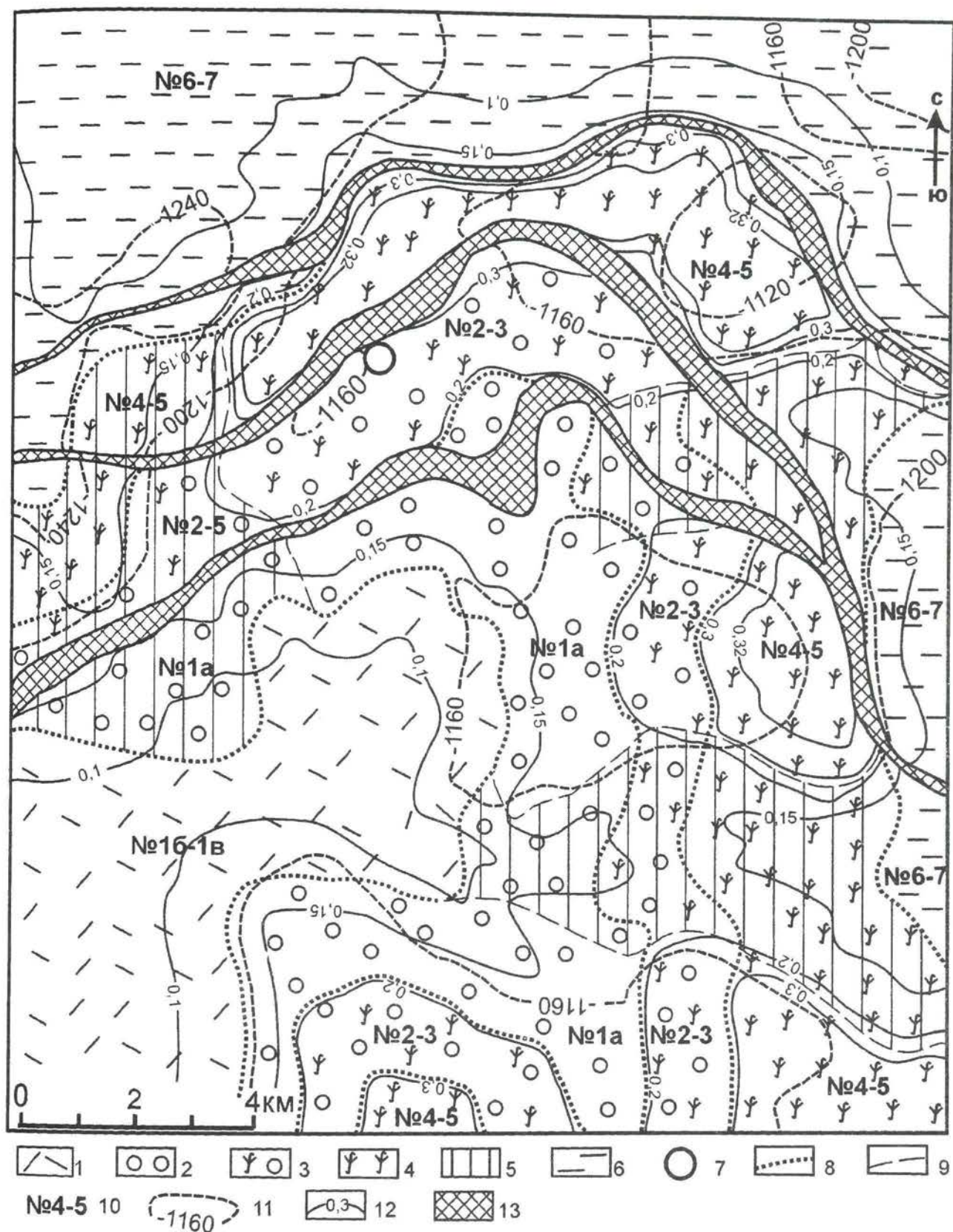


РИС. 75. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА (ФРАНКИЙ ЯРУС, ПЛОЩАДЬ ТУРМЫШСКАЯ, ТОКМОВСКИЙ СВОД). КАРТА.

FIG. 75. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE CARBONATE RESERVOIR (THE FRANSIAN STAGE, THE TURMYSH AREA, THE TOKMOVSKY ARCH). MAP.

1-6 - зоны-индексы (градации): 1 - №16-1в: отложений закрытого шельфа > 50 %; Кэф < 0,7-0,12; Кг = 0,08-0,02; 2 - №1а: отложений тыловых рифовых шлейфов 10-20 %, закрытого шельфа 30-20 %; Кэф = 0,12-0,2%; Кг = 0,08-0,07; 3 - №2-3: рифовых отложений 30-40 %; Кэф = 0,2-0,3; Кг = 0,08-0,1; 4 - №4-5: рифовых отложений 35-45 %; Кэф = 0,3-0,35; Кг = 0,15-0,25; 5 - №1а-5 в межрифовых проливах: отложений склона бассейна 10-30 %, отложений закрытого шельфа 10-30 %; Кэф = 0,1-0,2; Кг = 0,1-0,15; 6 - №6-7: отложений склона бассейна 30-90 %; Кэф = 0,15-0,2; Кг = 0,15-0,25; 7 - скважина (без испытания франского интервала); 8 - границы зон-индексов; 9 - границы межрифовых проливов; 10 - номера зон-индексов; 11 - изогипсы в метрах по кровле франских отложений; 12 - изолинии Кэф; 13 - пересечение зон дробления с кровлей франских отложений.



На рис. 76 приведена карта строения фаменско-турнейской карбонатной толщи на Турмышской площади. Верхнефаменские и турнейские отложения на большей части территории представлены пластами обломочных переотложенных карбонатов, наблюдаются незначительные изменения их состава и мощности. В нижне-среднефаменских отложениях выделяются те же элементы строения карбонатной формации, что и во франском интервале разреза. Положение барьерной рифовой системы и конфигурация границ подформаций в фаменской толще также совпадает с границами верхнефранских подформаций (см. рис. 75). В центральной части площади расположена зона развития карбонатной подформации с рифовыми постройками (зоны-индексы 2-5), к северу и востоку она сменяется зоной глинисто-карбонатной подформации (зоны-индексы 6-7), в юго-западной части площади находятся зоны индексы 1а и 1б терригенно-сульфатно-карбонатной подформации. Характер распределения Кэф определяется положением барьерной рифовой системы и межрифовых проливов. Максимальные значения Кэф (0,30-0,42) свойственны разрезам 2-5 градаций, минимальные (0,10-0,20) характерны для градаций 6-7 и межрифовых проливов, в градациях 1а-1б Кэф составляет 0,12-0,30. Как видно, для разрезов градаций 1а-1б и 6-7 величина значений Кэф выше, чем для одноименных градаций франской формации (см. рис. 70). Увеличение значений Кэф в этих зонах связано с тем, что подсчет суммарной мощности пород-коллекторов проводился для всего фаменско-турнейского интервала, включая верхнефаменские и турнейские обломочные карбонаты, которые «плащом» перекрывают все седиментационные зоны нижне-среднефаменской толщи.

Морфология поверхности нижне-среднефаменских и турнейских отложений определяется строением фаменской формации. Абсолютная глубина залегания кровли среднего фамена меняется от -950 м на северо-западе (6-7 зоны-индексы) до - 840 метров в полосе развития рифовых отложений. В пределах Турмышской площади выделяется три положительных структуры связанных с рифовыми массивами и оконтуренные изогипсой -860, амплитуда которых не превышает 20-30 метров. Северная из них замкнута, южная – раскрыта на юг.

Фаменско-турнейская карбонатная толща пересечена тремя зонами трещиноватости, связанными с пологими нарушениями, берущими начало во франских отложениях (см. рис. 72 и 75). Фрагмент четвертой зоны наблюдается на северо-западе листа. Зоны трещиноватости пересекают кровлю среднефаменских отложений вблизи контактов рифовых массивов и слоистых карбонатно-глинистых отложений межрифовых проливов. Смещений по нарушениям практически не наблюдается, и только самый северный блок сдвинут на юг приблизительно на 100-200 м, что хорошо видно при прослеживании границ зон-индексов.



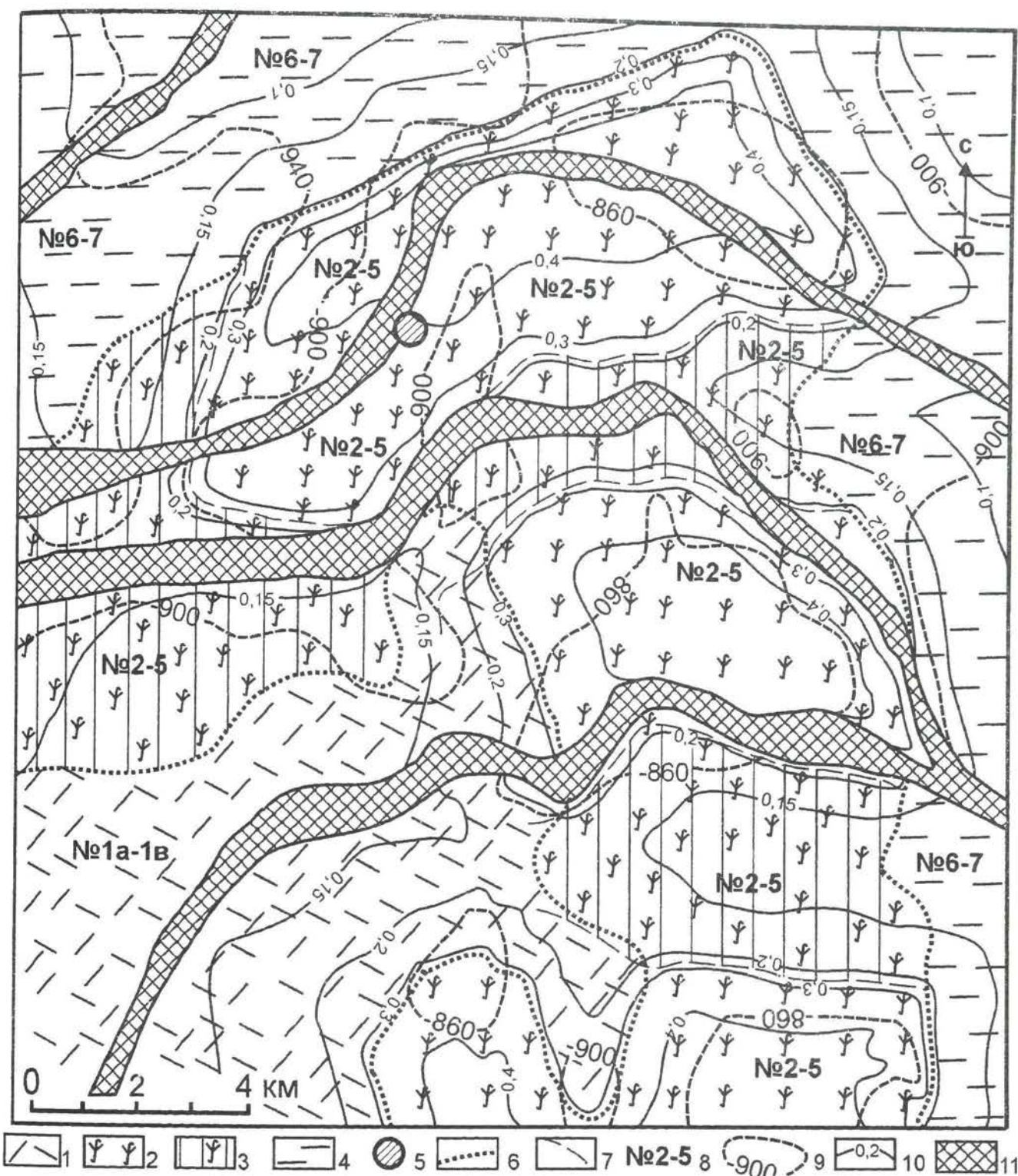


РИС. 76. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ПРИРОДНОГО КАРБОНАТНОГО РЕЗЕРВУАРА (ФАМЕНСКИЙ ЯРУС, ПЛОЩАДЬ ТУРМЫШСКАЯ, ТОКМОВСКИЙ СВОД). КАРТА.

FIG. 76. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE CARBONATE RESERVOIR (THE FAMENIAN STAGE, THE TURMYSH AREA, THE TOKMOVSKY ARCH). MAP.

1-4 - зоны-индексы (градации): 1 - №1a-1b: отложений закрытого шельфа > 50 %;  $K_{эф} < 0,12-0,3$ ;  $K_g = 0,1-0,02$ ; 2 - №2-5: рифовых отложений 35-45 %;  $K_{эф} = 0,3-0,4$ ;  $K_g = 0,1-0,25$ ; 3 - №2-5 (в межрифовых проливах): отложений склона бассейна 10-30 %, отложений закрытого шельфа 10-30 %;  $K_{эф} = 0,1-0,2$ ;  $K_g = 0,1-0,15$ ; 4 - № 6 - 7: отложений склона бассейна 30 - 90 %;  $K_{эф} = 0,15 - 0,2$ ;  $K_g = 0,15-0,25$ ; 5 - скважина (вода); 6 - границы зон-индексов; 7 - границы межрифовых проливов; 8 - номера зон-индексов; 9 - изогипсы в метрах по кровле фаменских отложений; 10 - изолинии  $K_{эф}$ ; 11 - пересечение зон дробления с кровлей фаменских отложений.



На рис. 77 даны примеры выделения прогнозируемых ловушек в девонско-нижнекаменноугольных отложениях на Турмышской площади Токмовского свода. На основании моделирования по технологии СЕМ (см. рис. 21, 27, 67-76) прогнозируются три типа ловушек углеводородов: структурный, структурно-литологический, комбинированный тектонически экранированный в зонах трещиноватости.

Прогнозируется две ловушки структурного типа.

Первая связана с антиклинальной структурой на отметках – 1470-1500 м. Ловушка образована экранирующим пластом глин в тиманском горизонте перекрывающим песчаники пашийского горизонта. Открытая пористость в песчаниках достигает 16-18%, мощность пачки песчаников варьирует от 8 до 12-14 м. Амплитуда ловушки составляет 30 м, размеры по профилю 4,2 км.

Вторая структурная ловушка находится в сводовой части антиклинали по подошве глин бобриковского горизонта, перекрывающих турнейские отложения на отметках – 800-835 м. Турнейский ярус представлен пачкой мощностью 12-14 м, состоящей из выдержанных пластов пористых ( $K_p = 6-10\%$ ) обломочных известняков мощностью 1-2 м, разделенных плотными карбонатами. Амплитуда складки 35 м, в сводовой части структуры все пласты коллекторов попадают в контуры ловушки. Размеры ловушки вдоль профиля 5 км. Своды структурных ловушек в пашийских и турнейских отложениях смещены относительно друг друга на 2,8 км.

Комбинированная, тектонически-экранированная ловушка прогнозируется в северной части профиля в нижней части фаменских отложений на отметках – 1100-1140 м. Ловушка имеет чечевицеобразную форму и образована системой макротрещин в массивных рифовых отложениях и подстилающих слоистых известняках открытого шельфа. Система трещин опережает малоамплитудные пологие разрывные нарушения, поверхности сместителей которых проходят вдоль пластов глинистых известняков, разделяющих рифовые массивы или пачки слоистых карбонатов. По поверхностям разрывов развиты маломощные пропластки глин, которые могут служить флюидоупорами. Глинизированные поверхности разрывных нарушений оконтуривают зоны трещиноватости и, замыкаясь, изолируют их от окружающих пород, образуя ловушку. Таким образом, емкостные свойства резервуара в ловушках такого типа определяются развитием систем трещиноватости и порово-кавернозных коллекторов внутри зон дробления, ограниченных глинизированными поверхностями разрывных нарушений.

Структурно-литологическая ловушка прогнозируется во франских отложениях в своде антиклинальной складки амплитудой 15 м на отметках – 1205-1220 м. Ловушка экранирована пластом глин в основании пачки глинистых известняков непосредственно перекрывающим массивные франские рифовые породы – коллекторы ( $K_p = 6-10\%$ ). Высота ловушки соответствует высоте складки. Латеральные размеры ловушки определяются областью развития рифовых пород-коллекторов и составляют по профилю 2, 4 км.

В среднефаменских рифовых отложениях ловушки не прогнозируются, так как породы-коллекторы отделены от глин в основании турнейских отложений, являющихся экраном, ложной крышкой 1221 – пачкой плотных, но проницаемых известняков верхнего фамена мощностью 25-28 м. Мощность ложной крышки больше чем амплитуда (20-25 м) антиклинальной складки по подошве глинистого пласта. Рифовые породы-коллекторы не попадают в ловушку.



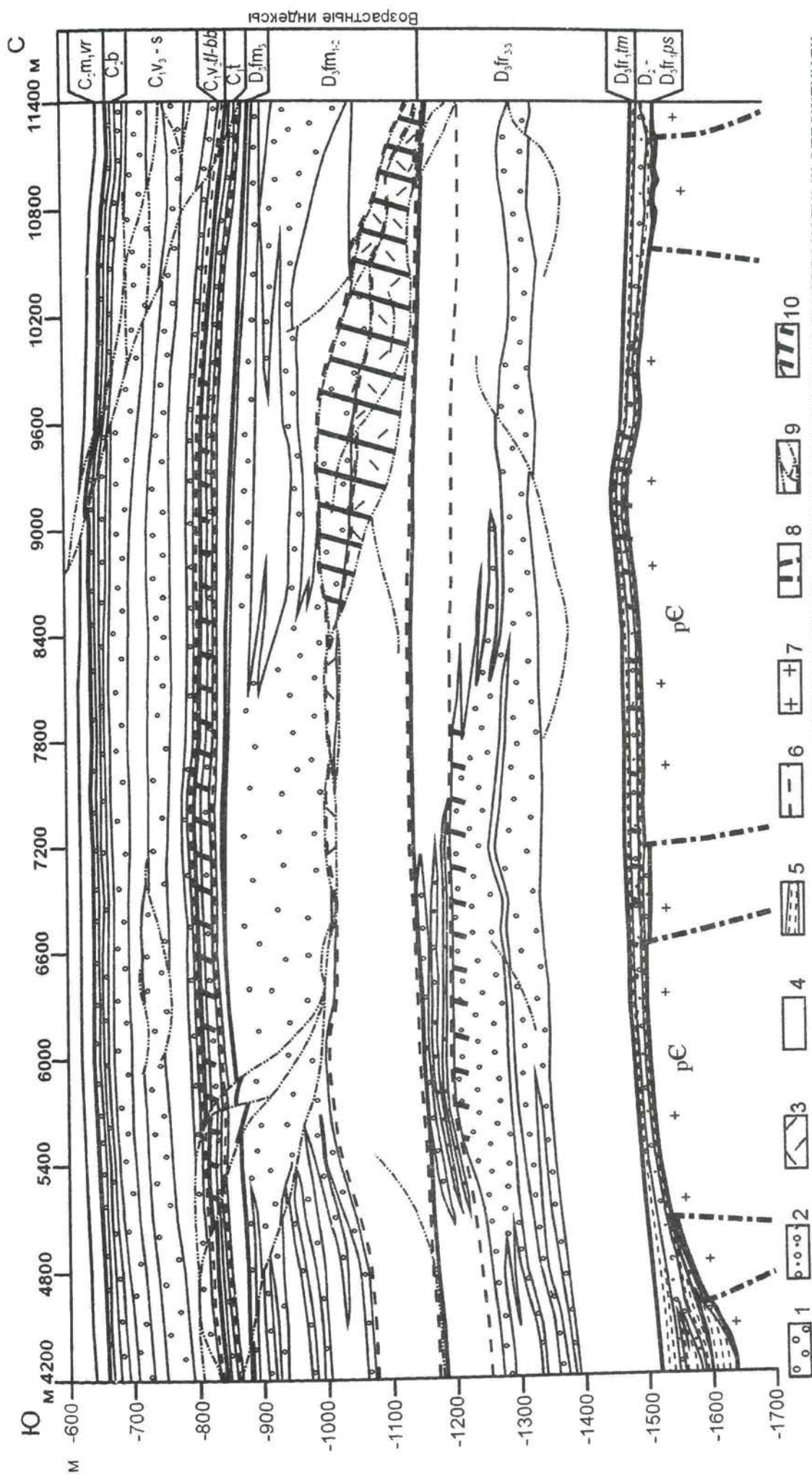


РИС. 77. СХЕМА РАЗВИТИЯ РАЗНОТИПНЫХ ПРОГНОЗИРУЕМЫХ ЛОВУШЕК В ВЕРХНЕДЕВОНСКО - НИЖНЕКАМЕННУГОЛЬНЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ (ТОКМОВСКИЙ СВОД, ПЛОЩАДЬ ТУРМУШСКАЯ).  
(ТОКМОВСКИЙ FORECAST TRAPS IN UPPER DEVONIAN - LOWER CARBONIFEROUS CARBONATE DEPOSITS (ТОКМОВСКИЙ ARCH, THE TURMUSH AREA).

FIG. 77. SCHEME OF THE DEVELOPMENT OF DIFFERENT TYPE FORECAST TRAPS IN UPPER DEVONIAN - LOWER CARBONIFEROUS CARBONATE DEPOSITS (ТОКМОВСКИЙ ARCH, THE TURMUSH AREA).

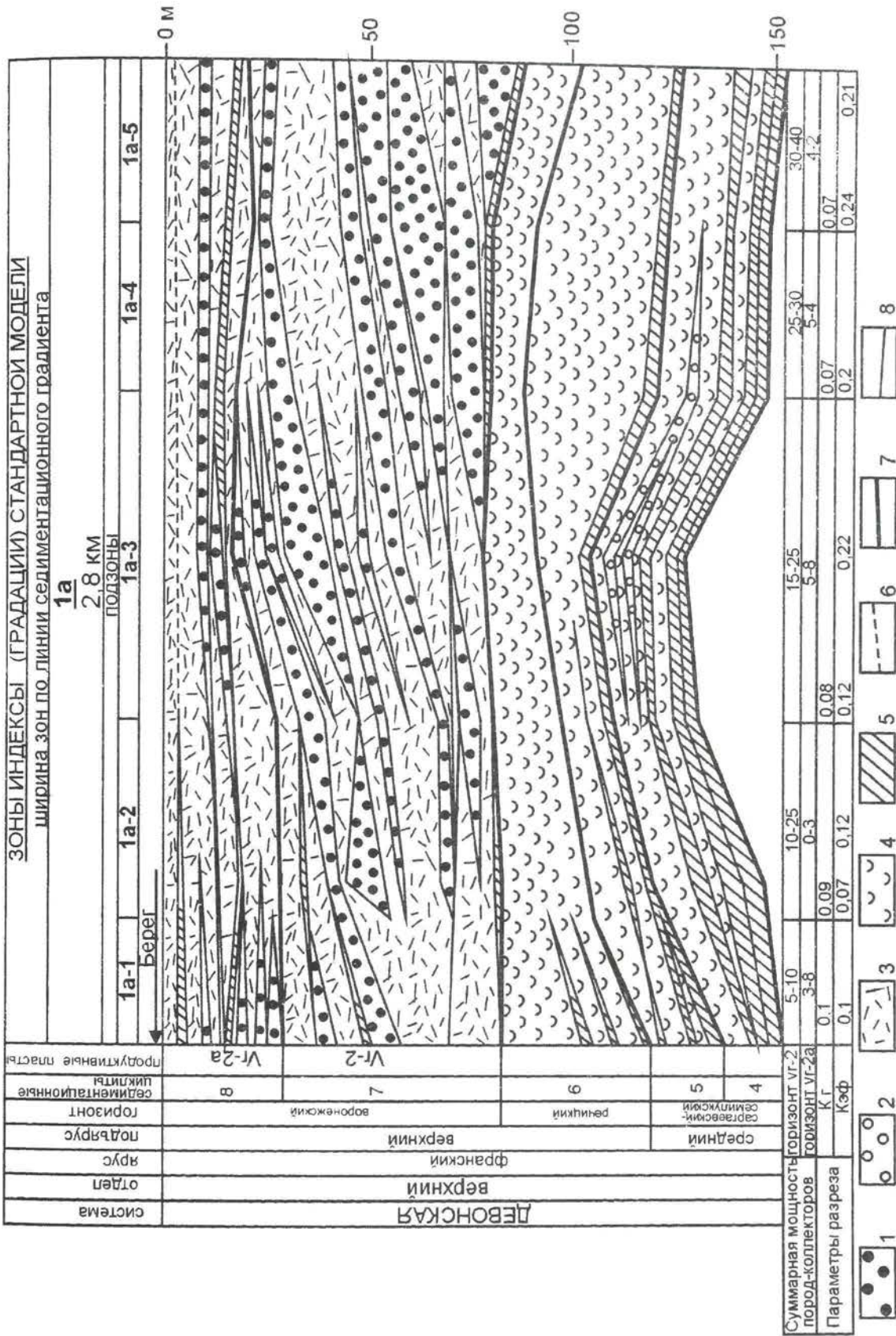
1-3 - породы коллекторы; 1 - карбонатные поровые; 2 - терригенные; 3 - карбонатные порово-трещинные каверзные; 4 - плотные породы-неколлекторы; 5 - глины и глинистые известняки, экраны; 6 - экранирующие пласти глинистых известняков вне масштабa; 7 - породы докембрийского фундамента; 8 - основные нарушения в фундаменте; 9 - зоны дробления; 10 - прогнозные ловушки УВ.



Разрез девонских отложений Бузулукской впадины похож на разрез отложений того же возраста Токмовского свода (рис. 69) и отличается присутствием среднедевонских карбонатов и большей общей мощностью. Девонский осадочный комплекс залегает на коре выветривания мощностью около 10 метров, перекрывающей фундамент на значительной территории. Выше следует терригенная пачка нижнего эйфеля мощностью от 0 до 50 м, над которыми расположена толща эйфельских карбонатных отложений койвенского, бийского и афонинского горизонтов общей мощностью 200-260 м. На эйфельских отложениях с размывом залегают терригенные породы живетского яруса (воробьевский, муллинский и ардаатовский горизонты), франского яруса (пашийский горизонт) и глинистые отложения тиманского горизонта общей мощностью 170-220 метров. Выше следуют карбонатные толщи франского и фаменско-турнейского возраста мощностью 750-850 м. Мощность франских карбонатных отложений составляет 180-260 м. В интервале среднего-верхнего девона выделяется несколько уровней природных резервуаров – карбонатный среднедевонский (продуктивный пласт D-V, афонинский горизонт), терригенный средне-верхнедевонский (продуктивные пласты D-IV, воробьевский горизонт; D-III, муллинский горизонт; D-II, D-I, D<sub>0</sub>, пашийский горизонт), карбонатный верхнедевонский (продуктивные пласты D<sub>vr</sub>, воронежский горизонт; D<sub>кн</sub> кыновский горизонт; D<sub>см</sub>, семилукский горизонт; Dф-I, Dф-II, фаменский ярус). Моделирование строения природных резервуаров по методике СЕМ было проведено для D-V, D-IV, D-III, D-II, D-I, D<sub>0</sub>, D<sub>vr</sub>; D<sub>кн</sub>; D<sub>см</sub> продуктивных пластов на площади Веселовская. Для каждого уровня были составлены типовые двумерные и объемные модели резервуаров с использованием результатов сейсмических исследований по системе 3D. Объемные модели представляют собой последовательную серию карт и разрезов, иллюстрирующих строение продуктивных пластов.

На **рис. 78** приведена типовая модель строения карбонатного резервуара воронежского горизонта Бузулукской впадины в области развития тыловых рифовых шлейфов (1а градация). Границы, стратиграфический объем и количество седиментационных циклитов во франских отложениях Бузулукской впадины полностью соответствуют таковым, установленным для франской формации Токмовского свода (см. рис. 70). Этот факт свидетельствует о существовании единых этапов седиментации на всей территории юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы. Отложения саргаевского, семилукского и речицкого горизонтов (седиментационные циклиты 4-6) отвечают этапу формирования открытого шельфа. Отложения воронежского горизонта (седиментационные циклиты 7 и 8) соответствуют началу образования барьерной рифовой системы. На модели показано, что породы-коллекторы в отложениях тыловых рифовых шлейфов в пластах D-*vr*-2а и D-*vr*-2 распространены неравномерно. Они слагают линзы или пласты. На основании анализа распределения органогенно-обломочных известняков тыловых рифовых шлейфов, мощность которых сильно меняется, в зоне 1а выделено пять подзон, отличающихся содержаниями пород-коллекторов в разрезе. Наибольшая суммарная мощность пород-коллекторов рифовых шлейфов приурочена к подзонам 1а-5 и 1а-4. В горизонте D-*vr*-2 их суммарная мощность постепенно увеличивается от подзоны 1а-1 до 1а-5. В горизонте D-*vr*-2а суммарная мощность пород-коллекторов в подзонах 1а-1 – 1а-5 изменяется по синусоидальному закону. Значения Кэф отражающие содержания пород-коллекторов подсчитаны для интервала разреза охватывающего саргаевский и воронежский горизонты. Наибольшие значения Кэф приурочены к подзонам 1а-3, 1а-4, 1а-5. Коэффициент глинистости в пределах зоны 1а слабо изменяется. Отличия значений параметров разрезов 1а градации от значений аналогичных параметров стандартной модели (см. рис. 7) объясняются тем, что расчет Кэф и Кг осуществлялся для интервалов разреза, содержащих породы-коллекторы. Подсчет значений Кэф или суммарной мощности пластов пород-коллекторов для узких интервалов разреза помогает получить модель внутренней структуры продуктивных пластов и сопоставить их с детальными стандартными моделями внутренней структуры определенных типов карбонатных тел (см. рис. 11, 14, 16, 17).





**РИС. 78. ТИПОВАЯ МОДЕЛЬ КАРБОНАТНОГО РЕЗЕРВУАРА ФРАНСКОГО ЯРУСА БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ.**  
**FIG. 78. TYPE MODEL OF THE CARBONATE RESERVOIR OF FRASNIAN OF THE BUZULUK BASIN.**

**1-4** - генетические типы карбонатных отложений: **1** - пористые органогенно-обломочные известняки тыловых рифовых шлейфов; **2** - пористые обломочные и оолитово-обломочные известняки береговых баров; **3** - плотные доломиты и пелитоморфные известняки закрытого шельфа; **4** - плотные детритовые и пелитоморфные известняки; **5** - аргиллиты, глинистые известняки и мергели; **6** - прослой глинистых известняков вне масштаба; **7-8** - границы; **7** - циклитов; **8** - прочие.



На **рис. 79** показан характер распределения подзон с разными значениями суммарных мощностей пород-коллекторов в продуктивном пласте D-vr-2 карбонатного резервуара в отложениях тыловых рифовых шлейфов воронежского горизонта на Веселовском нефтяном месторождении в Бузулукской впадине. Подзоны имеют фестончатую форму в плане, что приводит к сложному характеру распределения коллекторов, что отражается в изолиниях суммарной мощности пород-коллекторов. Глубина залегания кровли продуктивного пласта меняется от -3850 м на юго-западе до -3630 м в центре и на севере. Пласт образует приразломную складку амплитудой 120 метров, вытянутую вдоль взброса. Разрывное нарушение амплитудой 50 метров проходит с запада северо-запада на восток-юго-восток и ограничивает залежь с севера. Верхним флюидоупором является пачка глинистых известняков и глин воронежского горизонта, залегающая в 30-35 метрах выше продуктивного пласта D-vr-2. С севера ловушка ограничена поверхностью взброса. Породы-коллекторы представлены линзами и пластами обломочных известняков тыловых рифовых шлейфов пористостью до 16-20% и мощностью до 10-15 м. Ловушка в карбонатном природном резервуаре относится к структурному типу с тектоническим экранированием. Продуктивный пласт D-vr-2 содержит пласты пород-коллекторов на всей площади. Максимальные суммарные мощности пород-коллекторов (20-40 м) приурочены к подзонам 1a-2, 1a-3, 1a-3 и 1a-4. В подзоне 1a-1 эта величина составляет 8-15 м. В приподнятой части складки выше отметки - 3670 из них получены притоки нефти, на опущенных крыльях - притоки воды.

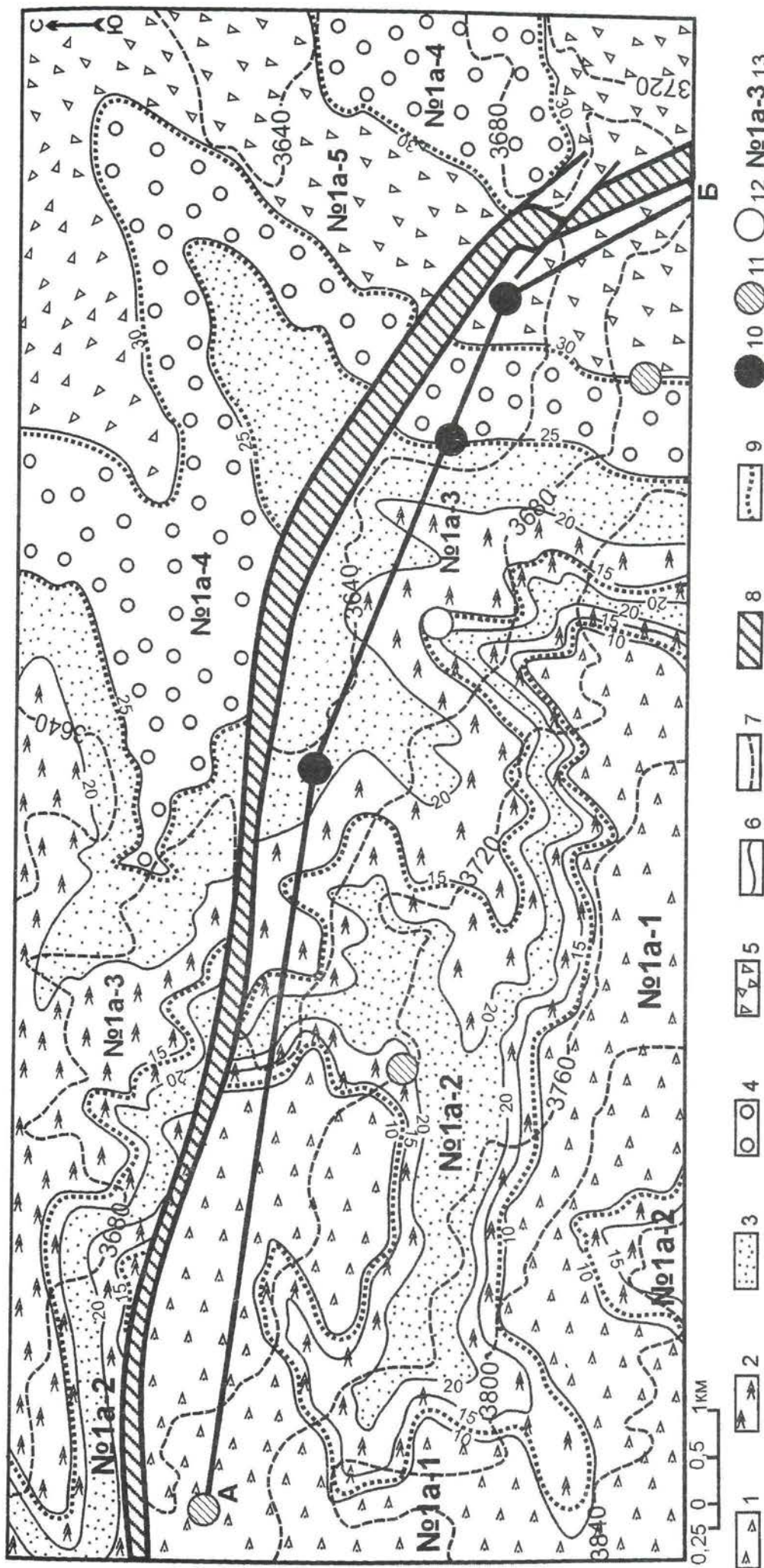


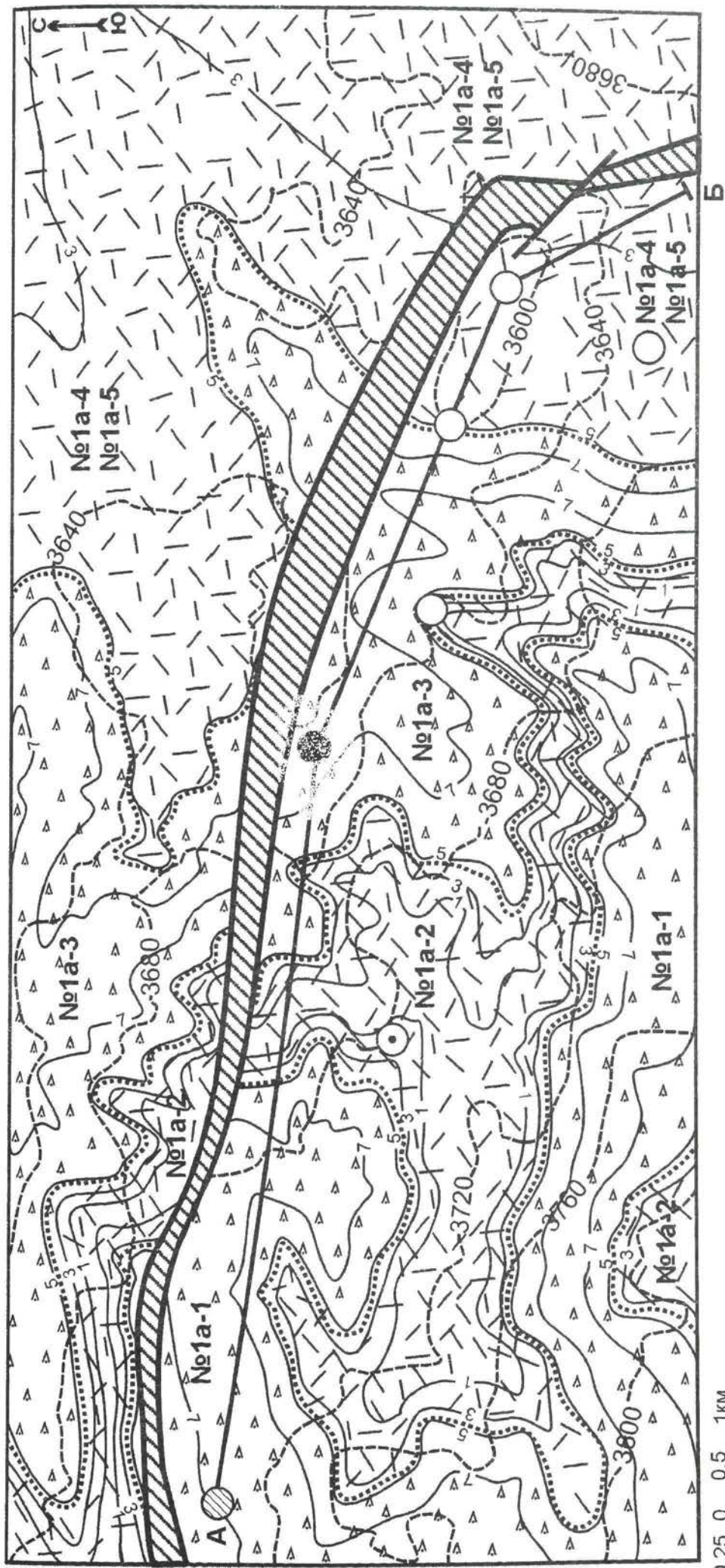
Рис. 79. Модель строения резервуара в отложениях тыловых шлейфов (Франский ярус, Воронежский горизонт, продуктивный пласт VR - 2, Бузулукская впадина). Карта.

FIG. 79. MODEL OF THE STRUCTURE OF RESERVOIR IN THE DEPOSITS OF REAR REEF TRAINS ( THE FRASNIAN STAGE, VORONEZH HORIZON, THE PRODUCTIV BED VR - 2, THE BUZULUK BASIN). MAP.

1 - область развития разрезов с суммарной мощностью пород-коллекторов менее 10 м; 2 - область развития разрезов с суммарной мощностью пород-коллекторов 10-20 м; 3 - область развития разрезов с суммарной мощностью пород-коллекторов 20-25 м; 4 - область развития разрезов с суммарной мощностью пород-коллекторов 25-30 м; 5 - область развития разрезов с суммарной мощностью пород-коллекторов более 30м; 6 - изолинии равных суммарных мощностей пород-коллекторов; 7 - изогипсы кровли пласта vr-2a; 8 - зона разрывных нарушений; 9 - границы подзон; 10-12 - скважины, результаты испытаний; 13 - номера подзон типовой модели.



На **рис. 80** показан характер распределения подзон в пласте D-vr-2a в девонском карбонатном резервуаре в тыловых рифовых шлейфах на Веселовском нефтяном месторождении. Градации, соответствующие подзонам 1a-1 и 1a-3 характеризуются максимальными значениями суммарной мощности пород-коллекторов. В разрезах подзон 1a-2, 1a-4 и 1a-5 суммарная мощность и мощности отдельных пластов пород-коллекторов резко уменьшаются. Коллекторы представлены пластами и линзами обломочных известняков мощностью менее 2 м и открытой пористостью, не превышающей 8-12%. Верхним флюидоупором является пачка глинистых отложений воронежского горизонта, непосредственно перекрывающая пласт D-vr-2a. Ловушка в отложениях воронежского горизонта на Веселовском месторождении относится к структурному типу с тектоническим экранированием, и является общей для пластов D-vr-2 и D-vr-2a (см. рис. 79). В скважинах вскрывших разрезы подзон с большими значениями суммарной мощности пород-коллекторов (5-8 м) из пласта D-vr-2a были получены или притоки нефти в своде складки или воды на опущенном крыле. Скважины, прошедшие разрезы подзон с малыми мощностями коллекторов (менее 5 м) в интервале пласта D-vr-2a либо не опробовались, несмотря на благоприятные структурные условия, либо не дали притока из-за отсутствия пород-коллекторов. Глубина залегания кровли пласта меняется от -3820 м на юго-западе до -3600 м в центре структуры и на севере. Морфология поверхности пласта D-vr-2a повторяет структуру поверхности пласта D-vr-2 (см. рис. 79).



0,25 0 0,5 1 км

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

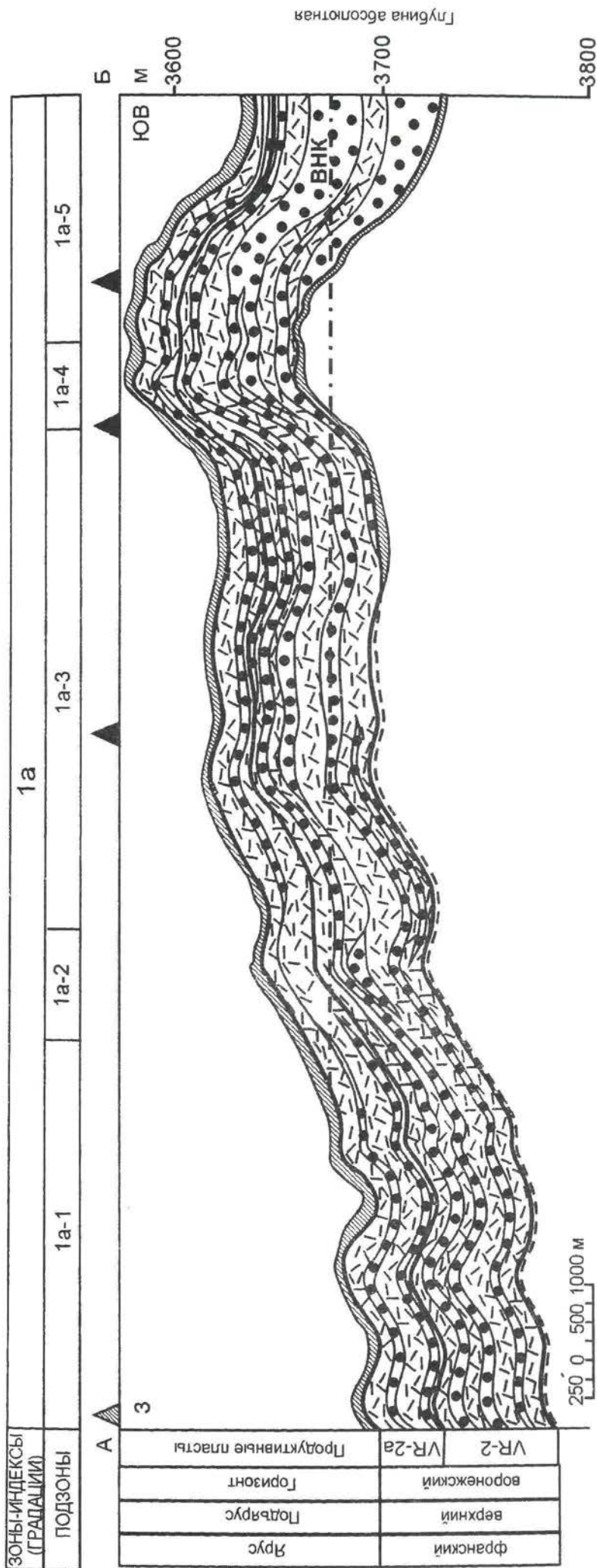
РИС. 80. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА В ОТЛОЖЕНИЯХ ТЫЛОВЫХ ШЛЕЙФОВ (ФРАНКСКИЙ ЯРУС, ВОРОНЕЖСКИЙ ГОРИЗОНТ, ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ vr - 2a, БУЗУЛУКСКАЯ ВПАДИНА). КАРТА.

FIG. 80. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE RESERVOIR IN THE DEPOSITS OF REBAR REEF TRAINS (THE FRASNIAN STAGE, VORONEZ HORIZON, THE PRODUCTIVE BED vr - 2a, THE BUZULUK BASIN). MAP.

1-2 - области развития разрезов с суммарной мощностью пород-коллекторов: 1 - 0-5 м, подзоны №1a-2, 1a-4 и 1a-5; 2 - 5-8 м, подзоны №1a-1 и 1a-2; 3 - изолинии равных суммарных мощностей пород-коллекторов; 4 - изоглипсы кровли пласта vr-2a; 5 - зона разрывных нарушений; 6 - границы подзон; 7-10 - скважины, результаты испытаний: 7 - вода; 8 - нефть; 9 - нет притока; 10 - без испытаний; 11 - номера подзон типовой модели.



На **рис. 81** приводится разрез, характеризующий условия залегания продуктивных пластов D-vr-2 и D-vr-2a в карбонатном резервуаре воронежского горизонта. Поверхность пласта D-vr-2a образует приразломную антиклинальную складку сложной формы. Разрез проходит вдоль осевой поверхности складки. Наибольшая мощность пород-коллекторов приурочена к сводовой части складки в грациях 1a-4 и 1a-5. Продуктивные пласты состоят из серии линзующихся пластов и линз обломочных известняков тыловых рифовых шлейфов, коэффициент открытой пористости которых достигает 16-20%. Покрышкой для залежи в воронежском горизонте служит пачка глинистых отложений мощностью 20-25 м, перекрывающая пласт D-vr-2a. В разрезах всех подзон выделяется от 3 до 5 пластов обломочных карбонатов. Протяженность некоторых тонких пластов составляет 10-12 км. Мощные пласты обломочных известняков менее выдержаны. Часто наблюдается их выклинивание на расстоянии 1-3 км. Между пластами D-vr-2 и D-vr-2a нет хорошего глинистого пласта-флюидоупора, способного разделить залежи. В скважинах, вскрывших продуктивные пласты выше отметки -3670 м, получены промышленные притоки нефти. В скважине на погружении складки на отметках ниже -3670 м из пласта D-vr-2 получены притоки воды.



vr-2a	8	5 5 0 5 5	8	5 5	2
vr-2a		5-10	10-15	15-25	25-30 30-40
суммарная мощность пород-коллекторов, метры					



РИС. 81. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА В ОТЛОЖЕНИЯХ ТЫЛОВЫХ ШЛЕЙФОВ (ФРАНКСКИЙ ЯРУС, ВОРОНЕЖСКИЙ ГОРИЗОНТ, ПЛАСТЫ VR - 2 И VR - 2a, БУЗУЛУКСКАЯ ВПАДИНА). РАЗРЕЗ.

FIG. 81. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE RESERVOIR IN THE DEPOSITS OF REAR TRAINS (THE FRASNIAN STAGE, VORONEZ HORIZON, PRODUCTIVE BEDS VR - 2 AND VR - 2a, THE BUZULUK BASIN). SECTION.

1 - породы-коллекторы - обломочные известняки тыловых рифовых шлейфов; 2 - плотные известняки и доломиты закрытого шельфа; 3 - пласты глинистых известняков вне масштаба; 4 - глины, глинистые известняки и мергели; 5-6 - скажины, результаты испытаний; 5 - вода; 6 - нефть; 7 - водонефтяной контакт; 8-9 - границы; 8 - продуктивных пластов; 9 - прочие.



На территории Соль-Илецкого выступа моделирование по технологии СЕМ проводилось для артинского, ассельско-сакмарского, серпуховско-башкирского и фаменского карбонатных резервуаров. В связи с ограниченным количеством скважин, вскрывших девонско-каменноугольные отложения, типовая модель не разрабатывалась. Адаптация стандартной седиментационно-емкостной модели к конкретному объекту включала проведение следующих видов работ:

1. определение границ карбонатных формаций, их вскрытой и восстановленной мощности; 2. изучение керна и шлифов, диагностику литогенетических типов карбонатных пород, интерпретацию данных ГИС с учетом результатов петрофизического и литологического анализа керна и выделение генетических типов отложений в разрезах скважин, определение петрофизических свойств (пластовой скорости, пористости); 3. расчет параметров разреза в анализируемых скважинах (Кг, Кс, Кэф, процентное содержание генетических типов отложений); 4. автоматический расчет положения скважины относительно границ зон-индексов и трансформация стандартной модели в "абсолютные" параметры относительно разрезов скважин.

В пределах Соль-Илецкого выступа наблюдаются значительные изменения мощности отложений башкирского яруса, отсутствие пород московского яруса и верхнекаменноугольных карбонатов. Присутствие в нижней части ассельского яруса переотложенных комплексов каменноугольной микрофауны свидетельствует о размыве на границе карбона и перми. Отсутствие верхней части сакмарских карбонатов обосновывается значительными колебаниями мощности ассельско-сакмарской формации и нарушением седиментационной цикличности. Эти факты послужили причиной для выделения самостоятельных артинской, ассельско-сакмарской и нижнекаменноугольной карбонатных формаций.

На **рис. 82** представлена модель строения артинского карбонатного резервуара в условиях сильной нарушенности пологими дислокациями на участке, расположенном на юго-востоке Соль-Илецкого выступа. В результате определения положения разрезов артинской формации Нагумановской площади на стандартной модели (см. рис. 7), установлено, что скважинами вскрыты разрезы градаций глинисто-карбонатной подформации (градации 6 и 7,  $K_{эф}=0,05-0,15$ ), карбонатной подформации (градации 5 и 5а,  $K_{эф}=0,3-0,4$ ) и терригенно-сульфатно-карбонатной (градации 1а, 1б, 1в,  $K_{эф}=0,05-0,2$ ). Градации 2, 3 и 4 скважинами не вскрыты и прогнозируются в соответствии с моделью карбонатной формации. Сравнение строения артинской толщи со стандартной моделью позволило установить, что артинские отложения на востоке территории представлены только верхними элементами градации 7, а нижние седиментационные циклиты отсутствуют. Ширина зон-индексов 2-5 артинской барьерной рифовой системы на северо-востоке сокращена относительно стандартных значений в 2-2,5 раза. Наличие признаков нарушенности залегания (повышенная трещиноватость пород в керне), сокращение ширины зон-индексов, отсутствие нижней части формации в скважине, позволили сделать вывод о развитии серии пологих нарушений надвигового типа и системы оперяющих разрывов северо-восточного простирания. По восточному нарушению верхняя часть артинской формации, представленная склоновыми отложениями, испытала перемещение в область развития отложений барьерной системы и закрытого шельфа (градации 4-1а). Серия разрывов разбила артинскую толщу на отдельные блоки на севере площади. По предварительной оценке амплитуда перемещения в пределах восточной части площади составляет от 1 км до 3 км. Ненарушенное залегание артинской барьерной системы предполагается только в пределах северо-восточного блока (см. рис. 82). В зонах-индексах 2-5 породами-коллекторами являются массивные рифовые отложения ( $K_{п}=6-8\%$ ), в зонах-индексах 1а и 6 пласты органогенно-обломочных известняков передовых и тыловых рифовых шлейфов ( $K_{п}=6-10\%$ ), в зонах-индексах 1б, 1в, 7-9 коллекторы практически отсутствуют. Уменьшение значений  $K_{п}$  до 10% в артинских рифовых отложениях по сравнению со стандартными (см. табл. 2) обусловлены процессами цементации пор в коллекторах. Региональным флюидоупором для залежей в артинских отложениях служит перекрывающая их мощная толща солей кунгурского яруса. Подошва солей залегает на абсолютных отметках -4400-3820 м и образует в северной части площади приразломные складки амплитудой 150-170 м и 70-80 м - на юге территории. Продуктивность и характер флюида в артинских отложениях контролируется двумя факторами - тектоническим и седиментационным. Седиментационный фактор определяет величину значений  $K_{эф}$ . В скважинах прошедших разрезы артинских отложений в зонах-индексах с низкими значениями  $K_{эф}$  (менее 0,1) притоков нефти и газа не получено. Разрывные нарушения служат экранами для разделения залежей в разных блоках, что подтверждается результатами испытаний. На севере площади из артинских отложений получены притоки нефти. Нефтеносные интервалы разреза артинских отложений расположены гипсометрически выше, чем газоносные в центральной части площади. На площади отсутствует структурный перегиб по подошве кунгурских солей или литологические замещения, объясняющие разные уровни газонефтяного контакта. Ловушки в северной части площади, ограниченные разрывными нарушениями относятся к структурному поднадвиговому типу (см. рис. 35). В центральной части листа выделяется структурно-литологическая ловушка (см. рис. 34).



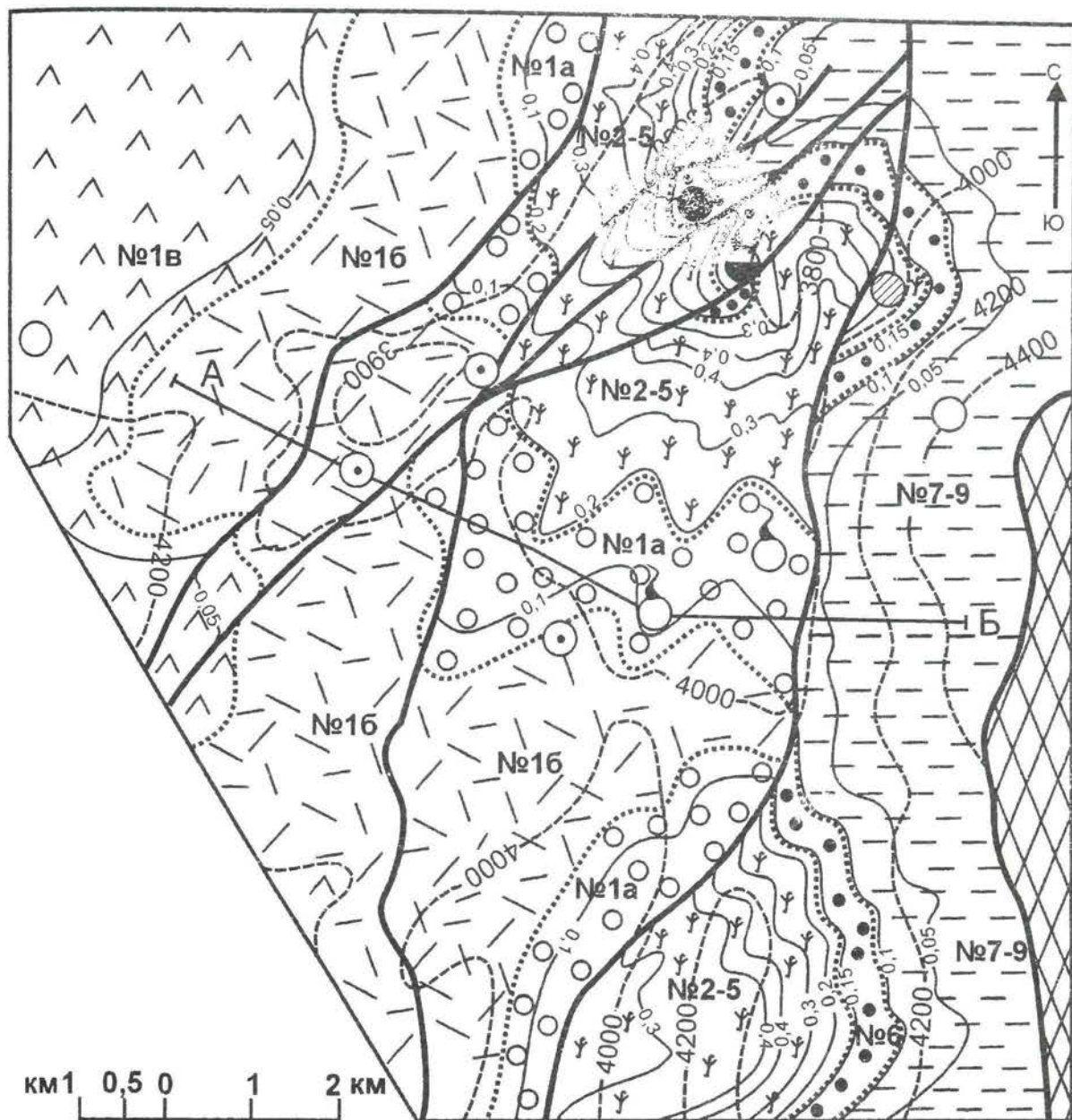


РИС. 82. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ РИФОВОГО РЕЗЕРВУАРА (НИЖНЯЯ ПЕРМЬ, АРТИНСКИЙ ЯРУС, СОЛЬ - ИЛЕЦКИЙ ВЫСТУП). КАРТА.

FIG. 82. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE REEF RESERVOIR (THE LOWER PERMIAN, THE ARTUNSKIAN STAGE, THE SOL - ILETZ NOSE). MAP.

1-6 - зоны-индексы (градации): 1 - №2-5 (рифовых отложений 20-45 %, 10-20 %,  $K_{эф} = 0,15-0,45$ ;  $K_{г} = 0,1-0,2$ ); 2 - №1а (отложений закрытого шельфа 20-30 %, отложений тыловых рифовых шлейфов 10-20 %,  $K_{эф} = 0,07-0,2$ ;  $K_{г} = 0,05-0,1$ ); 3 - №1б (отложений прибрежных лагун и закрытого шельфа >50 %,  $K_{эф} = 0,05-0,07$ ;  $K_{г} = 0,05-0,1$ ); 4 - №1в (плотных приливно-отливных отложений, прибрежных лагун и закрытого шельфа >50 %,  $K_{эф} = 0,05$ ;  $K_{г} = 0,05-0,1$ ); 5 - №6 (отложений склона 50-60 %, передовых рифовых шлейфов 10-15 %,  $K_{эф} = 0,1-0,15$ ;  $K_{г} = 0,2-0,3$ ); 6 - № 6-9 (отложений склона >60%,  $K_{эф} = 0-0,1$ ;  $K_{г} = 0,3-0,5$ ); 7-12 - скважины, результаты испытаний: 7 - нефть; 8 - газ; 9 - нефть и газ; 10 - вода; 11 - нет притока; 12 - без опробования; 13 - изолинии  $K_{эф}$ ; 14 - разрывные нарушения; 15 - изогипсы кровли артинских отложений и их абсолютные отметки; 16 - зона тектонического срезания артинских отложений; 17 - линия геологического разреза (рис. 83).



На **рис. 83** приведена двумерная модель, отражающая характер залегания и строения фаменского /36/, башкирско-серпуховского, ассельско-сакмарского и артинского карбонатных резервуаров в пределах Соль-Илецкого выступа. На рисунке видно, что общая структура верхнепалеозойского осадочного комплекса подчинена зонам развития пологих основных и оперяющих нарушений, по которым происходило перемещение карбонатных, главным образом, рифовых блоков. Амплитуда перемещений возрастает по мере приближения к границе рифовых карбонатных отложений и карбонатно-глинистых пород склона бассейна, а также вверх по разрезу от фаменских до артинских отложений. Нарушения развиты по маломощным глинистым пластам, максимальное количество которых устанавливается на внешнем склоне барьерных систем. Эти нарушения, развиваясь по глинам, выполняют роль латеральных экранов и контролируют распределение залежей нефти и газа. Региональным экраном являются кунгурские соли. Породы-коллекторы – порового (нижняя пермь) и порово-трещинно-кавернового типов (карбон-девон). Значительную роль играет трещинная проницаемость. Из артинских отложений в скважине прошедшей разрез градации 1а, содержащей пласты обломочных карбонатов тыловых рифовых шлейфов, получены притоки газа. Из скважины прошедшей разрез плотных артинских карбонатов с прослоями ангидритов градации 1б притоков не получено.

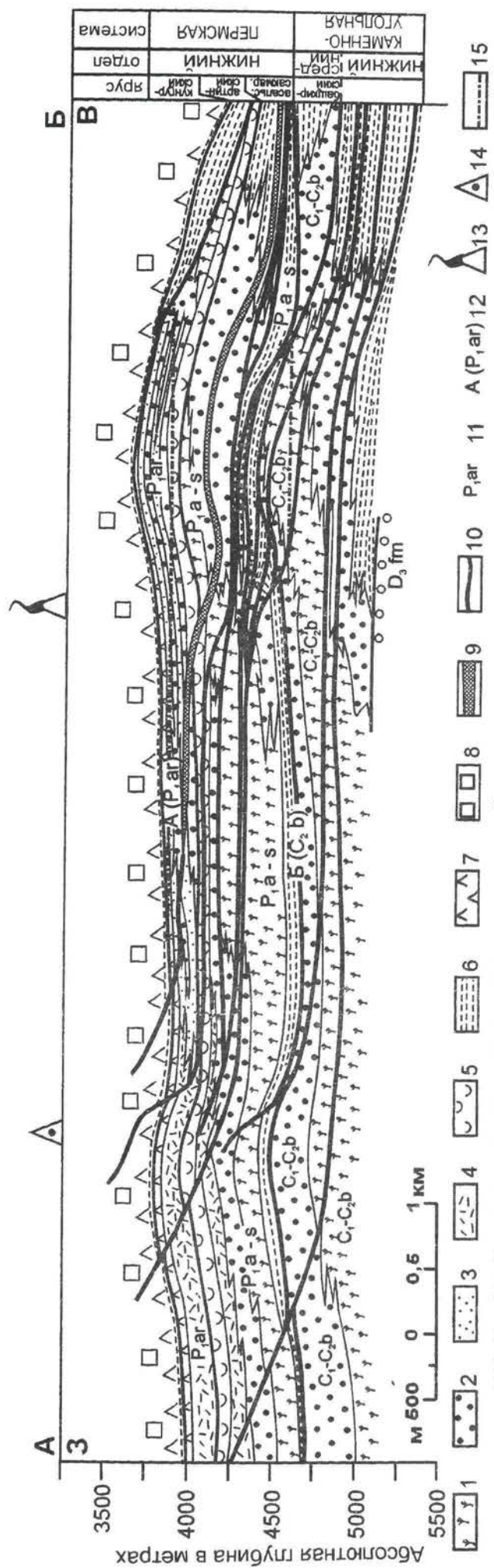


РИС. 83. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ РИФОВОГО РЕЗЕРВУАРА (СРЕДНИЙ КАРБОН - НИЖНЯЯ ПЕРМЬ, СОЛЬ - ИЛЕЦКИЙ ВЫСТУП). РАЗРЕЗ.  
 FIG. 83. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE REEF RESEFVOIR (THE MIDDLE CARBONIFEROUS - LOWER PERMIAN, THE SOL - ILETZ NOSE). SECTION.

1-6 - генетические типы карбонатных отложений: 1-3 - породы-коллекторы; 1 - рифовые; 2 - рифовых шлейфов (во всех зонах); 3 - закрытого шельфа; 4-5 - плотные известняки: 4 - плотные известняки приливно-отливной зоны и закрытого шельфа; 5 - отложения открытого шельфа; 6 - кремнисто-карбонатно-глинистые отложения склона; 7 - ангидриты; 8 - соли; 9 - зоны разрывных нарушений с повышенной битуминозностью; 10 - разрывные нарушения; 11 - возрастные индексы; 12 - отражающие горизонты и их индексы; 13-14 - скважины, результаты испытаний артинских отложений; 13 - газ; 14 - без притока; 15 - уровень ВНК или ГНК.



На рис. 84 приведена модель распределения стандартных зон-индексов, иллюстрирующая строение нижнепермского карбонатного резервуара Западно-Тепловского месторождения. Оно входит в состав цепочки залежей, расположенной вдоль северного бортового уступа Прикаспийской впадины (Восточно-Гремячинское, Гремячинское, Тепловское, Цыгановское и др.). Северная и северо-восточная бортовые части Прикаспийской впадины морфологически выражены уступами на разных стратиграфических уровнях. По подсоевным отложениям бурением изучен только надверейский уступ. Фаменско-турнейский и визейско-башкирский выделяются в основном по сейсмическим данным. Во внешней прибортовой зоне и собственно в зоне бортового уступа месторождения связаны с рифовыми карбонатными резервуарами. На рис. 84 видно, что Западно-Тепловское месторождение расположено в пределах узкой линейной зоны нижнепермской барьерной рифовой системы (зоны-индексы 2-3, 4-5). Линейная конфигурация зон-индексов определяется развитием системы нарушений типа сброса, осложненного более мелкими взбросо-надвигами. В поднятом крыле сброса развиты градации 2-3, характеризующиеся развитием рифовых карбонатов и пластов пород-коллекторов тыловых рифовых шлейфов. В аллохтонной части взбросо-надвига, осложняющего основной сброс, развиты фрагменты (верхняя часть артинской формации) градаций 4 и 5, характеризующиеся наиболее высоким содержанием пород рифовой группы (40-30%), а также содержащие карбонатно-глинистые и обломочные отложения склона бассейна (7-18%). В опущенном крыле сброса развиты карбонатно-глинистые отложения склона бассейна (градации 6-9) и фрагменты градаций 4 и 5. Залежь приурочена к приразломной складке, вытянутой с юго-запада на северо-восток, оконтуренной изогипсой - 2900 м по подошве экранирующей толщи эвапоритов кунгурского яруса (кровле артинских отложений). Литологическая неоднородность артинских отложений влияет на их продуктивность. В зонах-индексах 1а, 2-3 4-5, в разрезах которых содержатся пласты пород-коллекторов рифовой группы и значения Кэф составляют от 0,15 до 0,4, из артинского интервала в скважинах получены притоки нефти, газа или воды. В скважине прошедшей разрез зоны-индекса 1б, где значения Кэф менее 0,07, притоков из артинских отложений не получено. Ловушка на Западно-Тепловском месторождении относится к группе структурно-литологических (см. рис.34).

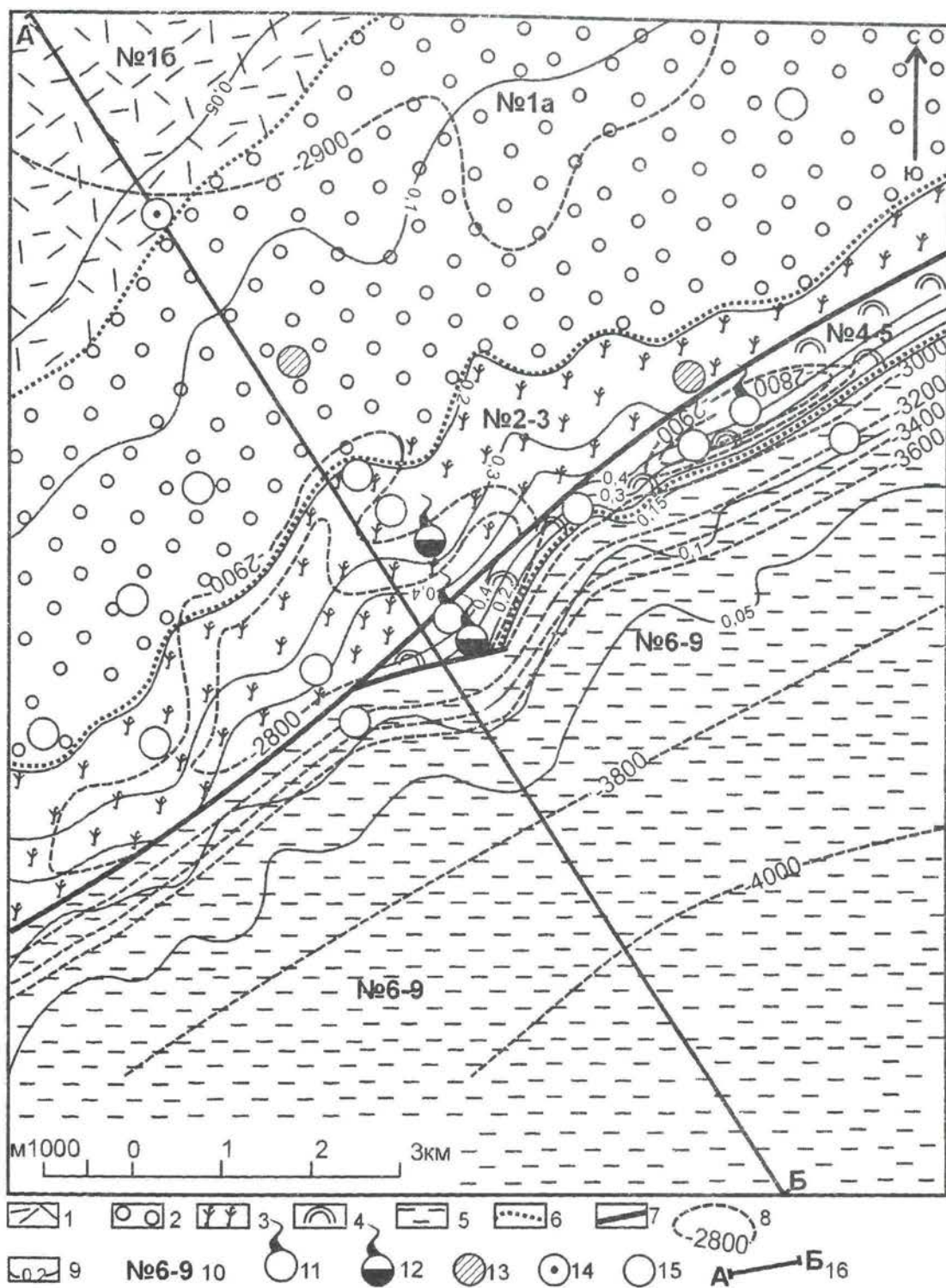


РИС. 84. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ПРИРОДНОГО РИФОВОГО РЕЗЕРВУАРА (НИЖНЯЯ ПЕРМЬ, ЗАПАДНО - ТЕПЛОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ). КАРТА.

FIG. 84. MODEL OF THE STRUCTURE OF REEF RESERVOIR (THE LOWER PERMIAN, THE WESTERN - TEPLOVSKOIE FIELD). MAP.

1-5 - зоны-индексы (градации): 1 - №16: рифовых отложений и склона бассейна 0 %, прибрежных 35-29 %, закрытого шельфа 29-36 %;  $K_{эф} = 0,05-0,08$ ;  $K_g = 0,1-0,15$ ; 2 - №1а: рифовых отложений 3-35 %, склона бассейна 0 %, прибрежных 7-29 %, закрытого шельфа 16-29 %,  $K_{эф} = 0,08-0,2$ ;  $K_g = 0,05-0,1$ ; 3 - №2-3: рифовых отложений 25-45 %, склона бассейна 0-7 %, прибрежных 0-7 %, закрытого шельфа 8-16 %;  $K_{эф} = 0,25-0,3$ ;  $K_g = 0,05-0,1$ ; 4 - №4-5: рифовых отложений 10-45 %, склона бассейна 7-60 %, прибрежных 0 %, закрытого шельфа 0-8 %;  $K_{эф} = 0,15-0,45$ ;  $K_g = 0,1-0,3$ ; 5 - №6-9: отложений склона бассейна 60-90 %;  $K_{эф} = 0-0,15$ ;  $K_g = 0,2-0,5$ ; 6 - границы зон-индексов; 7 - разрывные нарушения; 8 - изогипсы по кровле артинских отложений и их абсолютные отметки; 9 - изолинии  $K_{эф}$ ; 10 - номера зон-индексов (градаций) стандартной модели; 11-15 - скважины, результаты испытаний: 11 - газ; 12 - нефть и газ; 13 - вода; 14 - без притока; 15 - без испытаний; 16 - линия разреза (см. рис. 85).



На **рис. 85** приведена двумерная модель ассельско-сакмарского и артинского карбонатного резервуара на Западно-Тепловском месторождении. На рисунке видно, что строение пермского интервала разреза на площади Западно-Тепловская почти аналогично строению этого же интервала на Соль-Илецком выступе (см. рис. 82 и 83). Выделяется две самостоятельных формации: ассельско-сакмарская и артинская, в которых по строению разреза выделяется полная последовательность стандартных градаций с 16 по 7 включительно. По сравнению с Соль-Илецким выступом на северном бортовом уступе (внешняя зона) Прикаспийской впадины изменения седиментационной структуры менее значительны. Нарушения осложнено залегания только внешней части артинской барьерной системы. По сейсмическим данным /40/ интерпретировались нарушения только в толще солей. В карбонатных резервуарах они получены путем интерпретации по методике СЕМ.

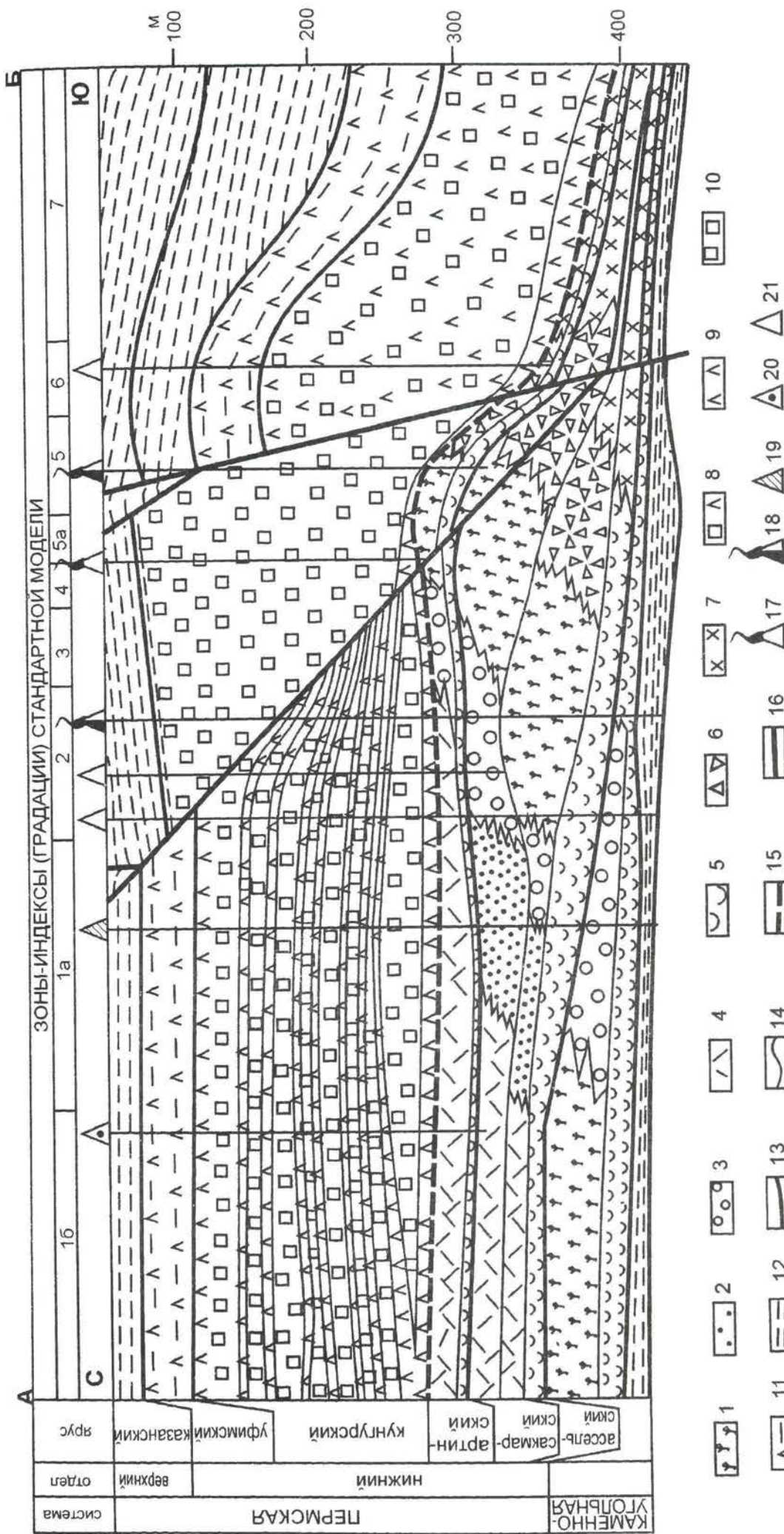


РИС. 85. МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ПРИРОДНОГО РИФОВОГО РЕЗЕРВУАРА (НИЖНЯЯ ПЕРМЬ, ЗАПАДНО - ТЕПЛОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПО ДАННЫМ Ю.И.НИКИТИНА И ДР., 1983 Г. /40/, С ИЗМЕНЕНИЯМИ ПО МЕТОДИКЕ СЕМ). РАЗРЕЗ.

FIG. 85. MODEL OF THE STRUCTURE OF THE REEF RESERVOIR (THE LOWER PERMIAN, THE WESTERN - TERPOVSKOIE FIELD, BY THE DATA OF YU.I.NIKITIN ET AL., 1983 /40/, WITH THE CORRECTIONS FOLLOWING THE SCM METHODS). SECTION.

1-7 - генетические типы карбонатных отложений: 1 - биогермные; 2 - подвижных вод закрытого шельфа; 3 - тыловых шлейфов; 4 - малоподвижных вод открытого шельфа; 5 - открытого шельфа; 6 - передовых шлейфов; 7 - склона бассейна; 8 - соли и ангидриты; 9 - ангидриты; 10 - соль; 11 - глины и ангидриты; 12 - терригенные породы; 13-14 - границы; 13 - формаций; 14 - прочие; 15 - кровля отложений артинского яруса; 16 - разрывные нарушения; 17-21 - скважины, результаты испытаний: 17 - газ; 18 - нефть и газ; 19 - вода; 20 - без притока; 21 - без испытаний.



На рис. 86 представлена карта распространения верхнефранских формаций востока Восточно-Европейской платформы, Печорской плиты, Тимана и Урала. Карта была составлена для районов с различной степенью изученности – от старых нефтегазодобывающих регионов Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций до малоизученных бурением и сейсмическими исследованиями территорий Центральных районов и глубокопогруженных участков Предуральского прогиба и Прикаспийской синеклизы. Назначение карты – показать, помимо закономерностей распределения формаций, возможности технологии моделирования СЕМ в комплексе с различными методами обработки сейсмических данных, а также определить новые направления поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Методика составления карты заключалась в следующем. На базе анализа материалов бурения, сейсморазведки, стандартных и типовых моделей СЕМ были составлены карты строения франских карбонатных формаций различных масштабов от 1:25000 до 1:200000 для опорных участков. Часть этих карт представлена в Атласе (см. рис. 59, 60, 62, 64, 66). Затем на их основе, с использованием формационных рядов, была построена карта распространения франских формаций для Печорского региона масштаба 1:2500000 (см. рис. 56), которая в свою очередь послужила основой для составления карты всего востока Восточно-Европейской платформы и Урала. Различные участки карты были построены с привлечением разных по информативности материалов. Территория Тимано-Печорской плиты, отдельных площадей Волго-Уральской антеклизы и Прикаспия были закартированы с использованием большого количества сейсмических профилей обработанных традиционными методами. Карта Веселовского месторождения в Бузулукской впадине была составлена в комплексе с сейсмическими материалами системы 3D (см. рис. 79, 80). Карта строения франской карбонатной формации на Турмышском блоке Токмовского свода была получена с использованием сейсмопрофилей обработанных методом ЧВЗ (см. рис. 75). Территория Волго-Уральского региона была закартирована, главным образом, с использованием обобщения и переинтерпретации фондовых и опубликованных источников /1, 3, 11, 14, 15, 17, 18, 19, 26, 34, 35, 43, 52, 64, 65, 69, 70, 73/. Для выявления закономерностей распределения формации на Воронежской антеклизе, Московской синеклизе, Мезенской синеклизе, Котельническом своде были использованы данные редкой сети глубоких опорных скважин и опубликованные материалы /3, 20, 34/. На территории Урала основой для картирования формационных комплексов послужила карта геологических формаций Урала /27/ и другие опубликованные материалы /4, 6, 21, 27, 28, 38, 42, 44, 47, 48, 49, 53, 71, 72/. Для Прикаспийского региона достаточное количество данных бурения и сейсморазведки имеется только для прибортовых частей Прикаспийской синеклизы и для Астраханского свода.

Анализ распределения верхнефранских формаций показал, что закономерности их распространения одинаковы на всей восточной окраине Восточно-Европейской платформы, включая Печорскую плиту, Прикаспийскую синеклизу, Волго-Уральскую антеклизу, Тиман и Уральскую складчатую систему. Формационные ряды и общая зональность распределения формаций практически одни и те же на севере и на юге территории, и нарушаются только разрывными дислокациями различного масштаба проявления. Небольшие отличия, такие как появление яшмовых формаций и большего количества магматических формаций в южной части Урала, не искажают общих закономерностей.

Несмотря на разнородность первичного материала, карта на большей части территории несет одинаковую информацию о строении и распределении верхнефранских формаций. Исключение составляют две области - Центральные районы Восточно-Европейской платформы и глубокопогруженная часть Прикаспийской синеклизы.

На территории Центральных районов (Московская синеклиза и Воронежская антеклиза) сеть глубоких опорных скважин, прошедших палеозойские отложения, очень редка по сравнению с нефтегазодобывающими районами. Поэтому для этой части листа осуществлена только «привязка», разрезов скважин к типовой модели верхнефранской формации Волго-Уральской антеклизы и намечены границы распространения подформаций. Для получения количественной модели строения карбонатных отложений в этих районах необходимо проведение переинтерпретации данных сейсморазведки и бурения по методике СЕМ с целью выявления дальнейших перспектив проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ. Тем более что в районе Казанской седловины в составе карбонатной подформации прогнозируются зоны развития верхнефранских рифовых массивов и глинисто-карбонатных отложений обогащенных ОВ. Рифовая система прогнозируется в Московской синеклизе, где продуктивные отложения могут залегать на глубинах 1-1,5 км, возможно до 2 км. Исследования, проведенные для пограничных районов Центрального региона с Волго-Уральской провинцией (Турмышский блок Токмовского свода) показали, что перспективы обнаружения залежей нефти и газа в карбонатных палеозойских отложениях Центральных районов вполне обоснованы.

Результаты обработки материалов бурения и сейсмических данных по технологии СЕМ в прибортовых частях Прикаспийской синеклизы позволили сделать вывод о том, что палеозойские карбонатные толщи имеют сложную седиментационную структуру и разбиты сетью разнообразных разрывных нарушений – сбросов, сдвигов и надвигов сложной формы /40, 68/, сопровождающихся развитием систем макротрещин. Мощная толща солей, образующая соляные куполы, пологие разрывные нарушения затрудняют проведение интерпретации внутренней





РИС. 86. КАРТА СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕФРАНСКИХ ФОРМАЦИЙ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ, ПЕЧОРСКОЙ ПЛИТЫ, ТИМАНА И УРАЛА.

FIG. 86. MAP OF THE STRUCTURE OF UPPER FRASNIAN FORMATIONS OF THE EAST - EUROPEAN PLATFORM, THE PECHORA PLATE, THE TIMANS AND THE URALS

Условные обозначения на рис. 46.



структуры карбонатных толщ по данным сейсморазведки. Поэтому для девонских отложений прибортовых частей Прикаспийской синеклизы предлагается провести интерпретацию геолого-геофизической информации по методике СЕМ с целью изучения и характеристики внутренней структуры палеозойских формаций, разрывных нарушений и выявления новых поисковых объектов. Такие же работы предлагается провести в Предуральском краевом прогибе и прилегающих территориях с целью определения строения карбонатных палеозойских отложений на больших глубинах и прогнозирования разнотипных ловушек УВ в поднадвиговых зонах. Наибольший интерес представляет выделение ловушек в рифовых массивах в автохтонном залегании и в зонах трещиноватости.

Основные результаты работ:

1. Разработана и апробирована технология седиментационно-емкостного моделирования природных карбонатных резервуаров (СЕМ), отличающаяся от аналогов тем, что основана на использовании стандартных количественных моделей внутренней структуры карбонатных тел различных иерархических уровней. Технология охватывает все этапы исследований от литологического изучения пород в шлифах до сейсмического моделирования и разработки объемных моделей объектов.

2. На основе системы генетической организации структуры карбонатных тел и методики седиментационно-емкостного моделирования проведена унификация геологической информации, позволившая разработать легенду – систему условных обозначений для разномасштабных карт строения осадочных тел.

3. Разработаны формационные ряды палеозоя Урала и Северо-Восточной окраины Восточно-Европейской платформы. Формационные ряды послужили основой для построения карт природных резервуаров и прогноза строения глубокопогруженных малоизученных осадочных толщ палеозоя в Прикаспийской синеклизе и в Предуральском прогибе.

4. Созданы типовые модели и карты строения карбонатных резервуаров нефти и газа для наиболее характерных локальных объектов Тимано-Печорской, Волго-Уральской и Прикаспийской НГП, а также карты распространения палеозойских формаций Тимано-Печорской Плиты, Урала и востока Восточно-Европейской платформы.

5. На основании анализа составленных карт выделены районы, в которых переинтерпретация геологической информации по методике СЕМ может значительно изменить представления о геологическом строении и обнаружить новые продуктивные горизонты и поисковые объекты.

Выводы:

Строение верхнепалеозойских карбонатных комплексов имеет общие черты по всему востоку Восточно-Европейской платформы и на части западного склона Урала, что выражено в однотипных седиментационных структурах карбонатных тел одного и того же генезиса и одинаковых уровней организации. Отличия палеозойских комплексов в разных регионах проявляются в типовых и конкретных моделях и обусловлены различным масштабом проявления размывов, процессов вторичных изменений и степени дислоцированности. Сравнение результатов моделирования по технологии СЕМ в комплексе с различными методами обработки и интерпретации данных сейсморазведки, показало, что для расшифровки внутренней структуры палеозойских карбонатных тел в районах сложного тектонического строения или в зонах развития сложных маломощных линзовидных пород-коллекторов наиболее эффективно комплексирование технологии СЕМ с системами 3D и методами ЧВЗ. В районах со слабоизмененной седиментационной структурой карбонатных комплексов возможно совместное использование технологии СЕМ и широко распространенных методов интерпретации системы 2D.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ REFERENCES

1. Аверкин В.Д., Литвиненко Н.И., Ткачев П.В. Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельских прогибах на территории Удмуртии. //Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. М.: Наука, 1991. - С. 94-98.
2. Аксенов А.А., Королук И.К., Гогоненков Г.Н. и др. Нефтегазоносность ловушек органогенного типа. М.: Академия горных наук РФ, 1994. – 233 с.
3. Атлас литолого-палеогеографических карт Русской платформы и ее геосинклинального обрамления. Часть 1. Поздний докембрий и палеозой м-б 1:5000000. – М.-Л.: Госгеолтехиздат, 1961 .
4. Беляков Л.Н., Белякова Л.Т. Некоторые черты геологического строения района сочленения Урала и Пай-Хоя //Материалы по геологии и полезным ископаемым северо-востока Европейской части СССР. Вып. 1, 1961. – С. 55-61.
5. Богацкий В.Н., Богданов Б.П., Гобанов Л.А. Строение и перспективы нефтегазоносности семилукско-турнейского карбонатного комплекса Тимано-Печорской провинции //Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. М.: Наука, 1991. – С. 99-108.
6. Богацкий В.Н. и др. Объяснительная записка к тектонической карте Баренцева моря и северной части Европейской России масштаба 1:2500000. М.: Ин-т литосферы РАН, 1996. – 94 с.
7. Васильев И.Л. Геология Еравкинского рудного поля. //Труды геол. ин-та бур. РАН СССР. Вып.14. Новосибирск, 1977. – 126 с.
8. Габриэлянц Г.А., Дикенштейн Г.Х., Капустин И.Н. и др., Региональная геология нефтегазоносных территорий СССР. М.: Недра, 1991, - 283 с.
9. Гайдеек В.И., Островский М.И., Богданов В.П. и др. Карбонатные верхнепалеозойские комплексы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. //Геология и ресурсы горючих полезных ископаемых европейского Севера СССР. – Сыктывкар, 1989. – С. 18-24 (Труды Ин-та геологии Коми Н.Ц. Ур.О АН СССР. Вып. 69).
10. Геолого-геофизическое моделирование нефтегазоносных территорий. // Н.В. Неволин, В.М. Ковылин, Г.А. Масляев и др., М.: Недра, 1993. - 205 с.
11. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. Оренбург: Оренбургское книжное изд-во, 1998. – 270 с.
12. Геология и ресурсы горючих полезных ископаемых Европейского Севера СССР. Дедеев В.А., Аминов Л. Сыктывкар, 1989. – С. (Труды Института Коми ФАН СССР. Вып.69).
13. Геологические формации. Терминологический справочник. /Под ред. В.Ю. Забродина, Ю.А. Косыгина, В.А. Соловьева. - М.: Недра, 1982. – Т. 1., 352 с.; Т. 2, 397 с.
14. Голов А.А., Комиссарова И.Н., Немцов Н.И. Зоны нефтегазоаккумуляции в палеозойских в палеозойских карбонатных отложениях Прикаспийской впадины и ее обрамления //Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и сопредельных районов. М.: Наука, 1987. – С. 117-121.
15. Громека В.И., Меннер В.Вл., Богданов Б.П. Сравнительный анализ развития и нефтегазоносности позднедевонско-турнейских некомпенсированных прогибов Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций. //Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. М.: Недра. – С. 109-114.
16. Гумаров Р.К. Возможность повышения информативности сейсмических данных на основе использования способа частотно-временных зависимостей //Геология нефти и газа. – 1995. – № 3. – С. 15-18.
17. Данцкевич И.А. Основные этапы истории геотектонического развития в фанерозое юго-восточной окраины Волго-Уральской антеклизы. //Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1998. – С. 18-23
18. Данцкевич И.А., Моргунов А.П., Ощенко В.А. и др. Новые данные по геологии и поискам нефти в Муханово-Ероховском и Уст-Черемшанском прогибах в Самарской области. //Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. М.: Наука, 1991. – С. 27-32.
19. Дедеев В.А., Аминов Л.З. Принципы и региональная оценка нефтегазоносности седиментационных бассейнов (на примере европейского Севера СССР). //Геология и ресурсы горючих полезных ископаемых европейского Севера СССР. – Сыктывкар, 1989. – С. 18-24 (Труды Ин-та геологии Коми НЦ Ур.О АН СССР. Вып. 69).
20. Девон Воронежской синеклизы и Московской синеклизы. //Г.Д. Родионова, В.Т. Умнова, Л.И. Кононова и др. М.: Центральный региональный геологический центр, 1995.- 265 с.
21. Елисеев А.И. Формации зон ограничения северо-востока Европейской платформы. – Ленинград: Наука, 1979. – 204 с.
22. Ильин В.Д. Прогноз нефтегазоносности локальных объектов на основе выявления ловушек в трехчленном резервуаре (Методические указания). – М. ВНИГНИ. – 1986. – 68 с.



23. Ильин В.Д., Фарбирович В.Г., Фортунатова Н.К. Способ корреляции разрезов карбонатных отложений. Авт. свид. № 1113765 пол. реш. № 3578495 от 14.04.83 г.
24. Ильин В.Д., Фарбирович В.П., Фортунатова Н.К. Способ корреляции разрезов карбонатных отложений. Авт. свид. № 1230432 пол. реш. № 3716599 от 29.03.84 г.
25. Ископаемые органические постройки и древние кишечнополостные. Тезисы докладов 7-го Всесоюзного симпозиума по ископаемым кораллам и рифам. 10-16 июня 1991. - Свердловск: Ур. О АН СССР, 1991. - 101 с.
26. Кайдалов В.И., Макаров Г.В. К вопросу формирования южного борта Муханово-Ероховского прогиба и перспективы нефтегазоносности. //Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. М.: Наука, 1991. - С. 33-36.
27. Карта геологических формаций Урала. /Под ред. О.А Кондиайн, м-б 1:1000000.
28. Карта размещения рифогенных формаций фанерозоя на территории СССР. /Под ред. Н.М Задорожной, А.К. Иогансон
29. Клещев К.А., Петров А.И., Шеин В.С. Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. М.: Недра, 1995. - 286 с.
30. Коновалова М.В. Стратиграфия и фузулиниды верхнего карбона и нижней перми Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. М.: Наука, 1991. - 200 с.
31. Кузькокова Н.Н. О рифогенных отложениях Печорского Урала. //Геология и полезные ископаемые северо-востока. - Сыктывкар, 1978. - С. 27-31 (Труды Ин-та Геологии Коми ФАН СССР. Вып. 27).
32. Лисицын А.П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. М.: Наука, 1988. - 308 с.
33. Литология подсолевого палеозоя Прикаспийской синеклизы. //Д.Л. Федоров, В.Л. Бабадаглы, С.В. Яцкевич. Саратов: Саратовский университет, 1977. - 216 с.
34. Ляшенко А.И. и др. Нефтегазоносные и перспективные комплексы центральных и восточных областей Русской платформы. Том II. //Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной области. Л.: Недра, 1970. - 270 с.
35. Малышев А.В. и др. Перспективы поисков нефтяных и газовых месторождений в Саратовском Заволжье и северо-западной части Прикаспийской впадины. //Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и сопредельных районов. М.: Наука, 1987. - С. 79-86.
36. Макарова С.П. и др. Стратиграфическое расчленение и литолого-фациальные особенности отложений девона в разрезе параметрической скважины № 1 Нагумановской площади (Оренбургская область) //Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1998. - с. 62-65.
37. Меннер В.В. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. М.: Наука, 1989. -133 с.
38. Мизенс Г.А. Верхнепалеозойский флиш Западного Урала. Екатеринбург: Ур. О РАН, 1997. - 230 с.
39. Муравьев И.С. Стратиграфия и условия формирования пермских отложений Печорского Приуралья. - Казань: Издательство Казанского университета, 1972. - 202 с.
40. Никитин Ю.И., Сипко Т.А., Щеглов В.Б. и др. Комплексирование сейсморазведки МОГТ и геологических методов исследований как основа разработки комплекса геолого-сейсмических поисковых признаков погребенных рифов (на примере нижнепермских рифов северной бортовой зоны Прикаспийской впадины). // Методы поисков и разведки погребенных рифов. М.: Недра, 1983. - С. 29-33.
41. Никонов Н.И., Коваленко В.С., Головань А.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности залежей нефти, приуроченных к отложениям доманиковых фаций в северо-восточных районах Тимано-Печорской Нефтегазоносной провинции. //Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. - М.: Недра, 1991. - с. 115-119.
42. Опорные разрезы карбона и перми Северного Тимана. - Спб.: Наука, 1977. - (Труды МСК, т. 24)
43. Орел А.В., Хвилевичкий М.О. Методика изучения зон газонефтенакопления северо-восточных районов Прикаспийской впадины //Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и сопредельных районов. М.: Наука, - С. 155-159.
44. Офман П.Е. Происхождение Тимана. - М., 1961. - 140 с. (Труды ГИН АН СССР. Вып. 58).
45. Пермская система земного шара. Путеводитель геологических экскурсий 23 июля - 4 августа 1991. -. Свердловск: Ур О АН СССР, 1991. - 64 с.
46. Перфильев А.С. Формирование земной коры Уральской эвгеосинклинали. М.: Наука, 1979. - 187 с. (Труды ГИН АН СССР. Вып. 328).
47. Путеводитель геологических экскурсий по карбонатным отложениям Среднего Урала 14-16 июня 1991 г. - Свердловск: Ур. О АН СССР, 1991. - 96 с.
48. Путеводитель экскурсии на пермские отложения р. Кожим 15-25 августа 1995. М.: ПИН РАН, 1995. - 45 с.
49. Разницын В.А. Тектоника Южного Тимана. - Л.: Наука, 1968. - С.
50. Разницын В.А. Тектоника Среднего Тимана. Л.: Наука, 1968. - С.
51. Рифогенные и сульфатоносные формации фанерозоя СССР. /Г.А. Беленицкая, Н.М. Задорожная, А.К. Иогансон и др. - М.: Недра, 1990. - 291с.



52. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков. /Под ред. чл. корр. АН СССР М.Ф. Мирчинка. - М.: Недра, 1974. - 152 с.
53. Структура платформенного чехла Европейского Севера СССР. /Под ред. В.А. Дедеева. - Л.: Наука, 1982. - 200 с.
54. Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Печорской плиты. /В.А. Дедеев, Л.З. Аминов, В.Г. Гецен и др. - М.: Наука. 1981. - 100 с.
55. Фортунатова Н.К. Генетические типы и седиментационные модели карбонатных отложений. //Советская геология, 1985. - № 1. - С. 32-45.
56. Фортунатова Н.К. Методические рекомендации по прогнозированию строения карбонатных формаций. - М.: ВНИГНИ, 1990. - 40 с.
57. Фортунатова Н.К. Новое направление изучения нефтегазоносных комплексов востока Европейской части России. //Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России. Новые результаты и перспективы. Т. III. Сыктывкар: Геопринт, 1999. - С. 124-126.
58. Фортунатова Н.К. Седиментологические основы изучения карбонатных толщ (учебное пособие). - М.: МГГА, 1997. - 87 с.
59. Фортунатова Н.К. Процессы седиментации и типы отложений в зонах перехода от карбонатных палеошельфов к палеосклонам. //Закономерности строения осадочных толщ: Тез. докл. III Уральское литологическое совещание 15-16 сентября 1998 г. Екатеринбург, 1998. - с. 81-82.
60. Фортунатова Н.К., Ильин В.Д. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. - М.: Недра, 1988. - 201 с.
61. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. Прогноз строения глубокопогруженных палеозойских карбонатных комплексов северной части Предуральяского прогиба Тимано-Печоры и Урала. //Малоизученные нефтегазоносные комплексы Европейской части России: Тез. докл. - М.: ВНИГНИ, 1997. - С.
62. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. Методы прогноза строения карбонатных природных резервуаров в поднадвиговых зонах //Геология, геохимия, геофизика и разработка нефти и газа. - М.: ВНИГНИ, 1998. - с. 53-68.
63. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Шахвали А. Юрский карбонатный комплекс юго-востока Туранской плиты, строение и нефтегазоносность. //Известия ВУЗов. Геология и разведка, 1998 № 4. - с. 17-35.
64. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской синеклизы. - М.: Наука, 1979. - 171 с.
65. Хачатрян Р.О., Митрейкин Ю.Б. Актуальные геологические проблемы освоения ресурсов нефти в Камско-Кинельских прогибах. //Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. - М.: Наука, 1991. - с. 7-17.
66. Цейслер В.М. Анализ геологических формаций. - М.: Недра, 1992. - 138 с.
67. Шатский Н.С. О марганцевоносных формациях и металлогении марганца. //Изв. АН СССР. Сер. геол., № 4, 1961, - с. 3-37.
68. Шарьяжно-надвиговая тектоника литосферы /И.А. Камалетдинов, Т.Т. Казанцева, Ю.В. Казанцев, О.В. Постников. М.: Наука, 1991. - 255 с.
69. Шершнева К.С., Благиных Л.Л. и др. Особенности геологического строения и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов на территории Пермской области. //Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. - М.: Наука, 1991. - с. 79-83.
70. Шилияев С.А. К вопросу о генезисе Камско-Кинельской системы прогибов. //Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. - М.: Недра, 1991. - с. 124-128.
71. Шуйский В.П. Верхнесилурийский и нижнедевонский рифовые комплексы Западного склона Урала. Вопросы экосистемного анализа. - Свердловск: УНЦ АН СССР, 1983. - 83 с.
72. Щекотова И.А. Карбонатные формации южного Приуралья. - М.: Наука, 1990. - 112 с.
73. Юнусов М.А., Валеева Р.Т., Викторов П.Ф. и др. Строение и эволюция Камско-Кинельских прогибов на территории Башкирии и основные направления геологоразведочных работ //Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. - М.: Наука, 1991. - с. 44-51.
74. Юдин В.В. Ранние стадии развития Предуральяского краевого прогиба на Северном Урале. //Сыктывкар, 1978. - С. 56-60 (Труды Ин-та геологии Коми ФАН СССР. Вып. 27).
75. Юдин В.В., Дедеев В.А. Геодинамическая модель Печорской плиты - Сыктывкар, 1987. - 12 с. (Труды Ин-та геологии Коми ФАН СССР. Вып. 171). 0



*Научное издание*

**Атлас типовых моделей карбонатных резервуаров нефти и газа  
Европейской части России**

**Фортунатова Наталья Константиновна  
Швец-Тэнэта-Гурий Александр Георгиевич  
Агафонова Галина Валентиновна  
Баранова Анна Викторовна**

*Редактор:*

*Н.К. Фортунатова*

*Технический редактор  
и верстка:*

*А.Г. Гейн*

Подписано в печать 07.10.99

Бумага офсетная № 1

Усл.печ.л. – 19,3

Формат 60x90x1/8

Заказ № 12

Уч.изд.л. – 15,8

Тираж 300 экз.

---

**Издательско-полиграфический комплекс РЭФИА  
Адрес: 1009117, Москва, Старомонетный пер., 31**