

**Р. Е. АЙЗБЕРГ, Р. Г. ГАРЕЦКИЙ
Н. П. ЗАПИВАЛОВ, В. А. КАШТАНОВ
А. В. КУДЕЛЬСКИЙ**

**КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ
НОВЫХ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ
И ПРОГНОЗ
НЕТРАДИЦИОННЫХ ЛОВУШЕК
НЕФТИ И ГАЗА
В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ КОМПЛЕКСАХ
БЕЛАРУСИ И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(Международный проект)**



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
Международная кафедра ЮНЕСКО НГУ и СО РАН

**Р. Е. Айзберг, Р. Г. Гарецкий
Н. П. Запивалов, В. А. Каштанов, А. В. Кудельский**

**КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ
НОВЫХ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ
И ПРОГНОЗ
НЕТРАДИЦИОННЫХ ЛОВУШЕК
НЕФТИ И ГАЗА
В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ КОМПЛЕКСАХ
БЕЛАРУСИ И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**Научный редактор д-р геол.-минер. наук, академик РАЕН
Запивалов Н. П.**

Новосибирск, 2000

УДК 553.982 (571.1)

Концептуальные основы новых теоретических представлений и прогноз нетрадиционных ловушек нефти и газа в глубоководных комплексах Беларуси и Западной Сибири/ *Р. Е. Айзберг, Р. Г. Гарецкий, Н. П. Запивалов, В. А. Каштанов, А. В. Кудельский* Новосибирск: Новосибирский государственный университет, 2000.

Настоящая публикация представляет краткое изложение научных результатов первого года по программе совместных исследований, выполняемых с поддержкой Российского и Белорусского Фондов фундаментальных исследований.

Айзберг Р. Е., д-р геол.-минер. наук, член-корреспондент НАНБ, Беларусь

Гарецкий Р. Г., д-р геол.-минер. наук, академик НАНБ, Беларусь

Кудельский А. В., д-р геол.-минер. наук, член-корреспондент НАНБ, Беларусь

Запивалов Н. П., д-р геол.-минер. наук, академик РАН, Россия

Каштанов В. А., д-р геол.-минер. наук, член-корреспондент РАН, Россия

Рецензенты:

д-р геол.-минер. наук Г. В. Ведерников,

д-р геол.-минер. наук Г. С. Фрадкин

ISBN 5-94356-007-6

© Коллектив авторов, 2000

© Новосибирский государственный университет, 2000

© Сибирское отделение РАН, 2000

MINISTRY OF EDUCATION OF RUSSIAN FEDERATION
NOVOSIBIRSK STATE UNIVERSITY
International Chair UNESCO at NSU and SB RAS

R. E. Aizberg, R. G. Garetzky
N. P. Zapivalov, V. A. Kashtanov
A. V. Kudelsky

**CONCEPTUAL BASEMENTS OF NEW
THEORETICAL IDEAS AND FORCAST
FOR INTRADITIONAL OIL AND GAS TRAPS
IN DEEP BURIED COMPLEXES
OF BELARUS AND WEST SIBERIA**

(International project)

**Editor Dr. Sc., Academician of RANS
N. P. Zapivalov**

Novosibirsk, 2000

Введение

В предлагаемом препринте авторы концентрированно, фактически тезисно излагают теоретические основы и методические подходы к решению сложных нефтегеологических задач.

Дело в том, что по динамике уровней нефтегазодобычи ситуация во многих регионах бывшего СССР в последние десятилетия стала весьма напряженной. Так, Белоруссия ранее добывала 8 млн. т в год, сейчас только 1,8 млн. т. В Западной Сибири, а, следовательно, и во всей России также отмечено резкое падение нефтедобычи. Это обязывает геологов активно анализировать причины, искать пути и возможности поддержания и даже увеличения добычи углеводородов в сложных горно-геологических условиях. Предполагается, что перспективные ловушки могут находиться на глубинах 5-6 км, и в этом случае очень велика цена ошибки в прогнозе. Ведь одна скважина обходится в 5–10 млн. долларов.

Авторы излагают свои материалы в этой брошюре, сгруппировав их в два раздела: тектонический и геофлюидодинамический.

1. Структурно-тектонический анализ

Припятского палеорифта и рифтовых систем Западной Сибири

Многие крупные структурные элементы земной коры имеют и различия и сходства в истории формирования, последовательности развития и наборе полезных ископаемых, возникших в результате длительных эволюционно-катастрофических преобразований.

В этом отношении представляется интересным сопоставление осадочного бассейна Припятского прогиба (ПП) с бассейнами Западно-Сибирской плиты (ЗСП).

А. История развития, тектоника и нефтегазоносность Припятского прогиба

На геологическое строение фундамента Припятского прогиба имеется значительное количество различных точек зрения (Хотько, 1958; Бондаренко, Кравчук, 1960; Айзберг, Синичка 1968; Брусенцов, 1969; Айзберг, Гарецкий, Конищев, 1974; Гарецкий, Данкевич, Михненко, 1976 и др.). Все исследователи отмечают субширотную ориентировку структур фундамента Припятского прогиба, унаследованную, вероятно от архейского этапа развития.

В формировании современного структурного плана поверхности фундамента и нижней части платформенного чехла Припятского прогиба главную роль играли разрывные

нарушения. По структурно-морфологическим признакам разломы Припятского прогиба подразделяются на граничные субрегиональные, краевые, региональные и локальные (Айзберг, Гарецкий, Конищев, 1974).

Поверхность фундамента субширотными граничными разломами амплитудой 1–3 км расчленена на крупные протяженные ступенеобразные блоки (тектонические ступени). Для северной части прогиба характерно северное погружение поверхности фундамента, для южной – южное. В центральной части прогиба, в осевой зоне расположены погребенные выступы (грабен-антиклинали) (рис.1.1.).

Если принять весь Припятский прогиб по структурной карте поверхности фундамента за структуру I порядка (грабен-антиклинорий), интенсивно раздробленную разломами разного порядка, то погребенные выступы будут представлять собой структуры II порядка, при этом к югу от оси прогиба они имеют преимущественно грабенообразный характер, к северу горстовый.

История тектонического развития Припятского прогиба состоит из следующих этапов:

1. До образования Припятского прогиба как части протяженного Припятско-Днепрово-Донецкого авлакогена рассматриваемая территория прошла сложный путь тектонического развития. Эпохи докарельской и карельской складчатости, процессы гранитизации и метаморфизма привели к кратонизации и формированию фундамента. Одновременно

с последними эпохами кратонизации начал формироваться чехол, сложенный терригенно-эффузивными и терригенными формациями нижнего рифея.

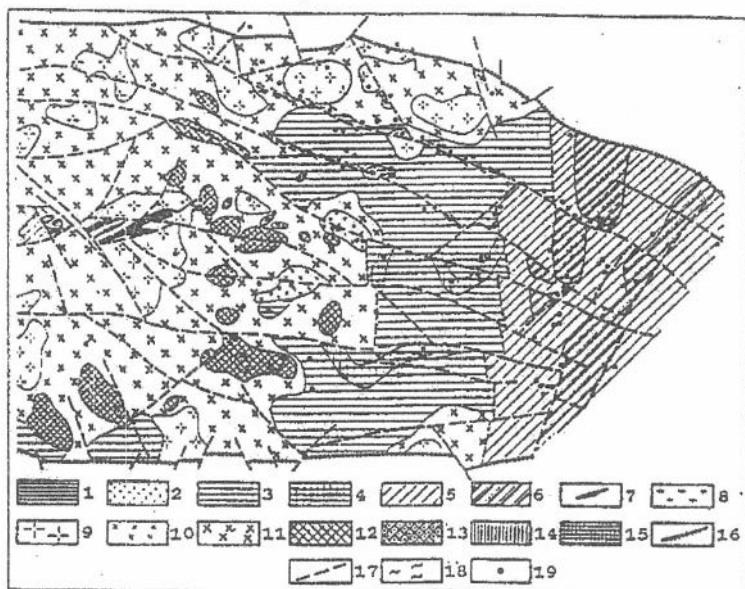


Рис. 1.1. Схема геологического строения фундамента Припятского прогиба (составили Н. В. Аксаментова, И. В. Найденков, 1977)

Супракрустальные комплексы. *Нижний протерозой*: 1 – житковичская серия (порфириоиды, порфиритоиды, слюдястые сланцы); 2 – комплекс кислых метавулканитов (лептиты).

Архей, гнейсовый комплекс, верхняя толща: 3 – гнейсы биотитовые, амфибол-биотитовые, бластиты по ним; 4 – плагиогнейсы амфиболитовые, биотит-амфиболитовые, амфиболиты: гнейсовый комплекс; нижняя толща: 5 – гнейсы гранат-биотитовые, силлиманит- и андалузит-гранат-биотитовые; 6 – гнейсы гранат-биотитовые и биотитовые гиперстенсодержащие.

Интрузивные комплексы. *Средний протерозой*, комплекс оливинных долеритов: 7 – оливинные долериты, долериты, диабазы. *Нижний протерозой*, диорит-гранодиорит-гранитный (осницкий) комплекс: 8 – мелкозернистые граниты; 9 – средне- и крупнозернистые микроклиновые и биотитовые граниты; 10 – мелкозернистые плагиограниты и гранодиориты; 11 – крупно- и среднезернистые гранодиориты; 12 – диориты, габбро-диориты; 13 – амфиболовое габбро; комплекс метадиабазов: 14 – тонко- и мелкозернистые метадиабазы. *Архей*, комплекс метагабброидов и ортоамфиболитов: 15 – амфиболитовое и лейкократовое метагаббро; 16 – краевые разломы, ограничивающие Припятский прогиб; 17 – прочие разломы; 18 – зоны рассланцевания и милонитизации пород фундамента; 19 – основные скважины, вскрывшие фундамент.

2. Следующий катаплатформенный этап развития всей Восточно-Европейской платформы характеризуется формированием доплитных авлакогенов, прогибов и впадин. Западная часть будущего Припятского прогиба в среднем-позднем рифее и венде была вовлечена в опускание субмеридионального простирания.

3. С начала венда появились плоские широкие структуры типа впадин, прогибов или синеклиз, выполненные ортоплатформенным чехлом. На западе будущего Припятского прогиба сформировалась мульда, выполненная трапповой формацией венда мощностью до 60 м.

4. В поздневендское время эта мульда представляла собой узкую малоамплитудную отрицательную структуру того же северо-западного простирания.

5. В балтийское время раннего кембрия вся территория будущего Припятского прогиба испытывала восходящие тектонические движения и была выведена из-под уровня моря.

6. В течение всего раннекембрийского-нижнедевонского (каледонского) этапа здесь существовала суша и осуществлялся размыв ранее сформированных осадков.

Главные тектонические события на рассматриваемой территории происходили в среднедевонско-среднетриасовый (герцинский) этап развития территории, для которого характерна значительная дифференциация движений по амплитуде, высокая степень проявления разломной тектоники,

разнообразии типов структурных элементов. В составе герцинского этапа выделено три самостоятельных подэтажа: эйфельско-среднефранский, позднефранско-раннепермский, позднепермско-раннетриасовый, характеризующиеся различной историей тектонического развития.

7. Первые признаки обособления Припятского прогиба проявились во время накопления базальной формации герцинского комплекса в эйфельско-среднефранский этап. К началу накопления терригенной пестроцветной формации (живет-фран) в юго-западной части Московской синеклизы Припятский прогиб, как обособленная структура еще не проявился. На большей части территории предшествующей местоположению прогиба поверхность фундамента была наклонена к северо-западу с максимальными абсолютными отметками до 500 м.

8. По осевой части этой моноклинали, по нашим представлениям, в рифейское время произошел раскол поверхности фундамента и чехла с образованием существенно взбросовых деформаций в южной части и преимущественно сбросовых – в северной.

9. На фоне этих деформаций сформировался Припятско-Днепрово-Донецкий авлакоген, превратившийся впоследствии в крупную рифтовую систему. В пределах зарождавшегося Припятского прогиба в это время осуществлялось накопление сероцветной карбонатной формации.

В пределах Припятской нефтегазоносной области, охватывающей одноименный осадочный бассейн выявлено 19 месторождений с 49 промышленными залежами нефти (рис. 1.2.).

Наибольшее количество залежей (32) установлено в отложениях подсолевого комплекса, значительно меньше залежей нефти (13) выявлено в межсолевом нефтеносном комплексе. В терригенных породах открыты 4 залежи.

Анализ строения регионально-нефтегазоносных формаций подсолевого и межсолевого комплексов показал, что они формировались в платформенных условиях, на стадии формирования Припятского грабенового рифта. Наличие карбонатных формаций, солей, рифогенных построек и другие данные свидетельствуют о том, что в палеозое здесь существовали морские обстановки осадконакопления.

Особо важным критерием нефтегазоносности является наличие ловушек и резервуаров. Основываясь на изложенных выше представлениях о строении регионально нефтеносных формаций подсолевого и межсолевого комплексов Припятского прогиба и, учитывая оценку перспектив нефтегазоносности по другим параметрам, выделены различные типы нефтеносных структур, часть из которых относится к нетрадиционным ловушкам. Таковыми в пределах прогиба в качестве нефтеперспективных являются:

- зоны приразломных поднятий с опущенными крыльями. Их нефтегазоносность определяется продолжительностью и интенсивностью развития локальных подня-

тий, характера изменения коллекторских свойств и гидрохимической обстановки нефтегазоносных толщ;

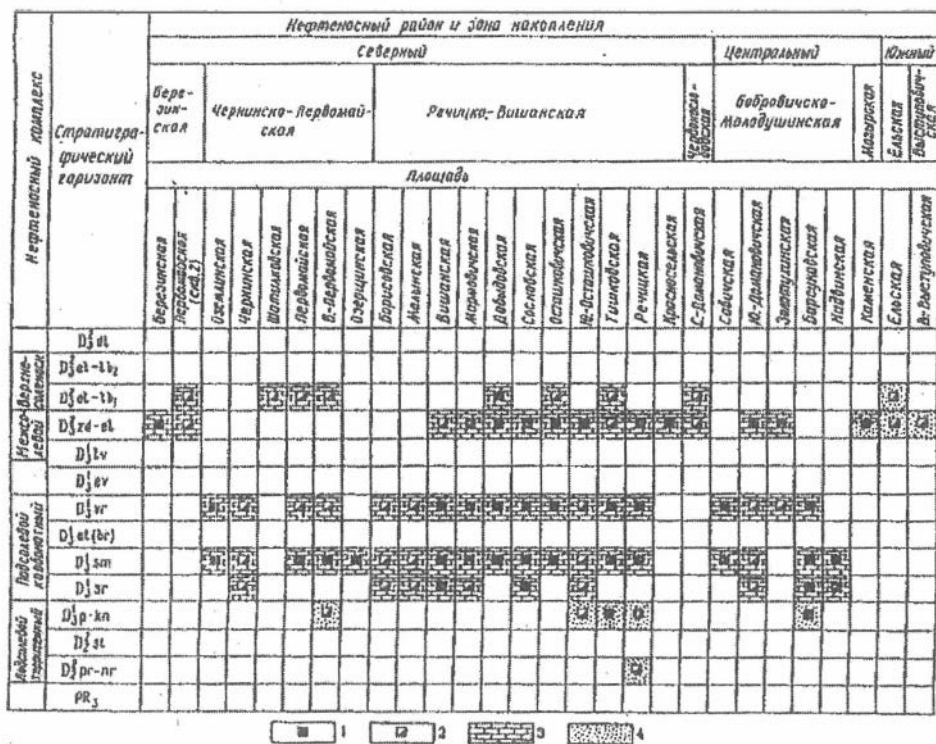


Рис. 1:2. Территориальное и стратиграфическое распределение залежей нефти Припятской нефтеносной области (составил И. Д. Кудрявец, 1977).

1 – промышленные притоки; 2 – непромышленные притоки; 3 – карбонатные коллекторы; 4 – терригенные коллекторы.

- внешние склоны зон приразломных опусканий указывают на то, что в них распространены структурные нефтегазовые ловушки, связанные с малоамплитудными поднятиями межсолевых и подсолевых отложений и литологические залежи;

- рифовые и рифоподобные структуры, проблема поисков залежей в которых была поставлена М. М. Грачевским и др. (1976) а, позднее рассматривалась многими исследователями (Карасев и др. 1972; Микуцкий и др. 1974; Сахибгареев, Москвич, 1974; Махнач и др. 1975 и др.), изучены в межсолевых отложениях на отдельных площадях Северной и Центральной зон. Они сложены органогенными известняками и доломитами и представлены преимущественно биогермами и биостромами;

- погребенные, частично расформированные локальные поднятия выделяются в виде слабо выраженных структурных носов, небольших структурных террас и далеких периклиналей в пределах крупных поднятий.

Нетрадиционные ловушки могут быть выражены также локальным сокращением мощностей и изменением литологического состава отдельных стратиграфических подразделений в нижних горизонтах девонского разреза Припятского прогиба (Айзберг и др. 1975).

Типы ловушек нефти в пределах нефтегазоносных земель Припятского прогиба разделяются на четыре типа: структурные, литологически экранированные, стратиграфически экранированные и рифоподобных образований.

Геолого-геофизический анализ выделенных залежей свидетельствует о существенной роли в формировании ловушек дизъюнктивных нарушений (Осташковичское и Южно-Осташковичское, Дубровское, Оземлинское, Судовицкое,

Северо-Притокское) и стратиграфических несогласий (Южно-Сосновское, Сосновское, Давыдовское, Оземлинское, Северо-Домановичское, Речицкое и др.).

Б. Рифтовые системы (авлакогены) Западной Сибири

На первый взгляд прямых аналогов Припятскому прогибу в Западной Сибири не имеется, однако мы полагаем, что формирование молодых платформ происходит по тем же тектоническим сценариям, что и древних. В развитии тех и других ведущая роль принадлежит авлакогенным системам. Концепция авлакогенного развития Западно-Сибирской плиты, в целом, и выделение Уренгойско-Колтогорской зоны в качестве древнего авлакогена способствует пониманию многих геодинамических процессов, уточняет многоярусность перспективных комплексов и объясняет большой стратиграфический диапазон нефтегазоносности (Запивалов и др., 1996).

Крупнейший тектонический элемент Западной Сибири – Уренгойско-Колтогорская зона протягивается субмеридионально более чем на 1800 км от широты Омска на юге до побережья Карского моря на севере. Его ширина составляет первые километры на юге и превышает 100 км на севере (рис. 1.3.).

В пределах Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта на юге (Саймовская скв.1) разрез представлен 2000 м тол-

щей, состоящей из переслаивания лав, туфов, туфобрекчий и пластовых интрузий основного состава (рис. 1.4.).

На севере, в районе Тарко-Сале В. А. Каштановым и др. (1992, 1993, 1997) в древних осадках Пуровской синеклизы условно выделены терригенно-карбонатный комплекс рифея, карбонатный вендский комплекс, существенно карбонатный комплекс кембрия, терригенно-карбонатный комплекс среднего — верхнего палеозоя, вулканогенный комплекс нижнего триаса, эффузивно-осадочный комплекс верхнего триаса и мезозойско-кайнозойский терригенно-глинистый комплекс. Породы, выполняющие этот желоб (авлакоген) и слагающие его борта, образуют ряд структурных элементов различного порядка и разбиты огромным количеством дизъюнктивов субмеридионального простирания, параллельных оси рифта.

И. В. Дербиков (1960), впервые выделивший Уренгойско-Колтогорскую зону по аэромагнитным данным, а также его последователи (Мартынова, 1977 и др.) назвали ее «Омским глубинным разломом», интерпретируя ее как глубинную шовную систему, разделяющую различные по своему строению западную и восточную части ЗСП. Несколько иное толкование дано Н. В. Шаблинской (1976), В. Д. Наливкиным и Н. В. Шаблинской (1968), которые рассматривают эту зону как часть Ямало-Пуровского «авлакогена».

Обобщая геолого-геофизическую информацию по фундаменту ЗСП, В. С. Сурков и др. (1968, 1981, 1986) выдвинули

идею о «триасовой рифтовой системе», заложившейся на герцинском фундаменте, в которой главенствующую роль играет Уренгойско-Колтогорский рифт. Однако в одной из последних работ (Сурков, Коробейников и др., 1993) на схеме тектонического строения Сибири в рифте на территории Западной Сибири показаны многочисленные выступы дориффейского фундамента, а Уренгойско-Колтогорской линейной зоне (авлакогену) соответствует «осевая часть рифта с корой океанического (субокеанического) типа». Анализируя гравитационные поля (модели) Сибири и сравнивая их с материалами по 15 геотраверсам глубинных сейсмических зондирований (ГСЗ), авторы сделали следующие выводы о том, что:

1. В геологической истории рифтогенных систем проявляется тенденция к наследованию ими более древних мобильных структурно-формационных комплексов преимущественно основного состава.

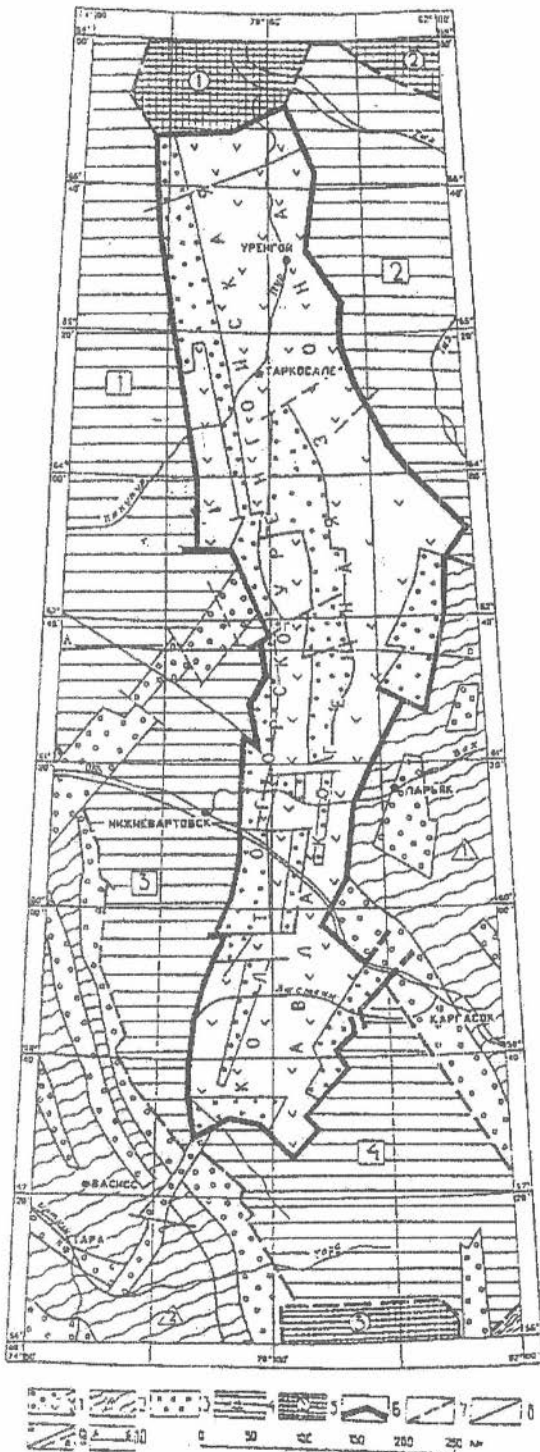
2. Осадочные бассейны приурочены к структурам предшествующего растяжения и проседания (рифтам и их сочленениям).

Указанные авторы, с одной стороны, включают Западно-Сибирский мезозойско-кайнозойский рифтогенный бассейн в Арктико-Северо-Атлантическую рифтовую мегасистему, а, с другой стороны, утверждают, что «...сравнение главных черт истории развития рассматриваемых регионов Сибири, Урала, Восточно-Европейской

Рис. 1.3. Тектоническая

схема Уренгойско-Колтогорской авлакогенной зоны (По Н.П. Запивалову и др., 1996).

1 – грабены (а), горсты (б) в пределах авлакогенной зоны; 2 – зоны герцинской складчатости (1 – Ларьякско-Колпашевская, 2 – Демьянская); 3 – грабены в пределах эпибайкальских платформ; 4 – блоки эпибайкальских платформ (1 – Надымский, 2 – Тазовский, 3 – Пудинский, 4 – Нижневартовский); 5 – массивы основания (1 – Нижнепурский, 2 – Надояхский, 3 – Убинский); границы: 6 – Колтогорско-Уренгойской авлакогенной зоны; 7 – основных структурных элементов (геоблоков); 8 – внутриблоковые; 9 – разломы (а – уверенные, б – предполагаемые); 10 – положение геолого-геофизического разреза.



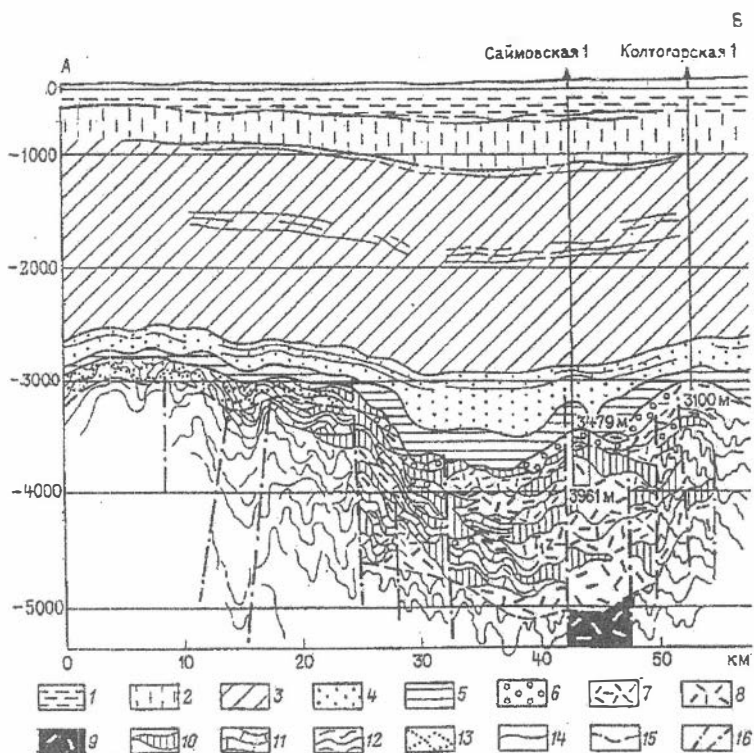


Рис. 1.4. Геолого-геофизический разрез Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта (По В. С. Суркову и др., 1981).

Отложения: 1 – палеоген-четвертичные; 2 – верхнемеловые; 3 – верхнеюрские – нижнемеловые; 4 – верхнеюрские; 5 – нижне-среднеюрские; 6 – лавовые тела миндалекаменных порфиритов; 7 – туфы; 8 – базальты и долериты; 9 – оливиновые базальты, пикриты; 10 – толщи пород, полностью или частично измененные гидротермальными процессами; 11 – известняки; 12 – метаморфические толщи пород; 13 – толщи пород, подверженные процессам выветривания.

Сейсмические границы (приведены по материалам работ Томского геофизического треста): 14 – отражающие; 15 – преломляющие; 16 – разломы.

платформы в рифее и мезозое-кайнозое показывает, что ранние стадии этих двух мегациклов проявились сходным образом».

С. В. Аплонов (1995) считает, что Обской палеорифт пространственно соответствующий Уренгойско-Колтогорской зоне (УКЗ) представляет собой типичный «несостоявшийся океан», который выродился в континентальный палеорифт.

Мы считаем, что при изучении таких геологических мегасистем (УКЗ) необходимо опираться на опыт изучения древних платформ, который показал, что рифтогенез в теле фундамента этих платформ выражается в форме «авлакогенеза», или по В. В. Белоусову (1954) и Р. Г. Гарецкому (1995), «тафрогенеза» для молодых платформ. При этом «рифтогенез» носит унаследованный характер, в чем можно убедиться на примере моделей авлакогенов типа Днепровско-Донецкого, Ангаро-Вилюйского, Енисей-Хатангского и др.

Следует еще раз заметить, что согласный характер соотношения потенциальных полей Уренгойско-Колтогорской зоны с аномалиями смежных блоков фундамента позволяет развить идею унаследованности структур авлакогенов и интерпретировать эту зону как унаследованно развивающийся авлакоген с наличием многоярусных орогенных комплексов в слоистой структуре. Это подчеркивается выделением структурных этажей, промежуточных и плитных комплексов и доказываемся сейсмическими материалами и глубоким бурением. На основе идеи унаследованного развития структур авлакогенов логично появление в разрезе еще и среднепа-

леозойского (среднедевонского-нижнекаменноугольного) орогенного комплекса.

Подтверждая авлакогенную природу Уренгойско-Колтогорской зоны, следует признать и тесно связанную с ней концепцию об архейско-протерозойском возрасте фундамента центральной части Западно-Сибирской плиты (В. А. Каштанов, 1990; Н. П. Запивалов и др., 1996). Таким образом, под мезозойско-кайнозойским чехлом каледониды и герциниды в пределах юго-восточной части ЗСП представлены только зонами Обь-Зайсанской и Алтае-Саянской складчатых областей, которые узкой полосой доходят до Сибирских увалов. Внутри древнего Западно-Сибирского переработанного кратона орогенные зоны байкалид, каледонид и герцинид прослеживаются в виде сложной дизъюнктивной модели, выражающейся в наличии горстов и грабенов внутри авлакогенов (Рудкевич, 1986). Авлакоген — это система горстов и грабенов. Среди грабенов четко картируются Уренгойско-Колтогорский, Фестивальный, Тымский, Ларьякский, Чижапский и др.; среди горстов — Александровский и Парабельский. В пределах этих горстов и грабенов на докембрийском комплексе основания залегают, очевидно, различные орогенные комплексы от байкальских до герцинских. Не исключается появление и плитных комплексов в слоистой структуре на определенных стратиграфических уровнях. Например, в Вилуйском и Хатанг-

ском авлакогенах Сибирской платформы имеется нарушенный нижнепалеозойский плитный комплекс.

Выделяемый В. С. Сурковым и др. (1981) на востоке Западной Сибири Худосейский грабен-рифт мы рассматриваем также как древний Предъенисейский авлакоген ранне-рифейского (позднепротерозойского) времени заложения.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория расположена в зоне сочленения нескольких крупных структурных элементов с различной историей развития.

Изучение особенностей структуры волнового поля по материалам МОГТ с привлечением гравимагнитных материалов указывает на сложную современную структуру земной коры в этой зоне. История геологического развития упомянутой зоны весьма длительна и во многом еще не расшифрована. Предполагается, что в конце раннего протерозоя в пределах рассматриваемой территории заложился перикратонный (Предъенисейский) мегапрогиб. Позднее (рифей) здесь отмечается последовательный рифтинг континентальной коры и спрединг в зонах, расположенных к западу от р. Енисей.

В современных границах этот мегапрогиб выделяется вдоль р. Енисей и охватывает зону шириной более 100 км вдоль правого берега р. Енисей от широты г. Игарка до устья р. Подкаменной Тунгуски и далее на юг вдоль восточной окраины Енисейского кряжа. Также выделяется субмеридиональная зона, представленная цепочкой прогибов, вдоль

левобережья р. Енисей от широты р. Елогуй на севере до широты г. Енисейска на юге. Мегапрогиб представляет собой единый тектонический элемент, заложенный вдоль западной и юго-западной окраины древнего архейско-раннепротерозойского кратона и развивающийся в течение рифейского и вендско-кембрийского времени (рис. 1.5.) (Н. Н. Дашкевич, 1998).

В современной структуре докембрийских-палеозойских толщ выделяются структурные элементы (валы, седловины, прогибы, впадины), имеющие зачастую разломное ограничение и слабдеформированный позднедокембрийско-палеозойский и субгоризонтально-залегающий мезозойско-кайнозойский чехлы.

Юго-восточный борт Предъенисейского мегапрогиба (авлакоген) представлен системой впадин, имеющих мощность осадочного выполнения более 12 км.

В палеоландшафтном отношении территория в позднепротерозойское время представляла обширную область эпиконтинентального моря со сложным рельефом дна, в котором происходило формирование терригенных и карбонатных осадков. В раннекембрийское время произошло усложнение палеогеографической обстановки, что привело к образованию областей с различными условиями осадконакопления, определившими фациальную изменчивость литологического состава и мощности отложений раннекембрийского возраста. В депрессионных зонах накапливались галогенно-карбонатные

породы. В приподнятых районах и их склонах, в условиях подвижного мелководья происходило формирование терригенно-карбонатных и карбонатных толщ с сульфатносными пачками и органогенными постройками на перифериях (А. А. Трофимук и др., 1998).

Внутри нижнекембрийского комплекса отчетливо выделяются участки с предполагаемым преимущественным содержанием солей, где отсутствуют характерные внутренние сейсмические отражения и отмечаются явные элементы диапиризма. Прогнозируемый ранее (Дашкевич Н. Н., Каштанов В. А., 1990) соленосный состав отложений нижнего кембрия к настоящему времени достоверно подтвержден данными бурения глубокой скважины «Лемок-1» на Иштыкской площади, расположенной в нижнем течении р. Сым. (Кринин, 1998).

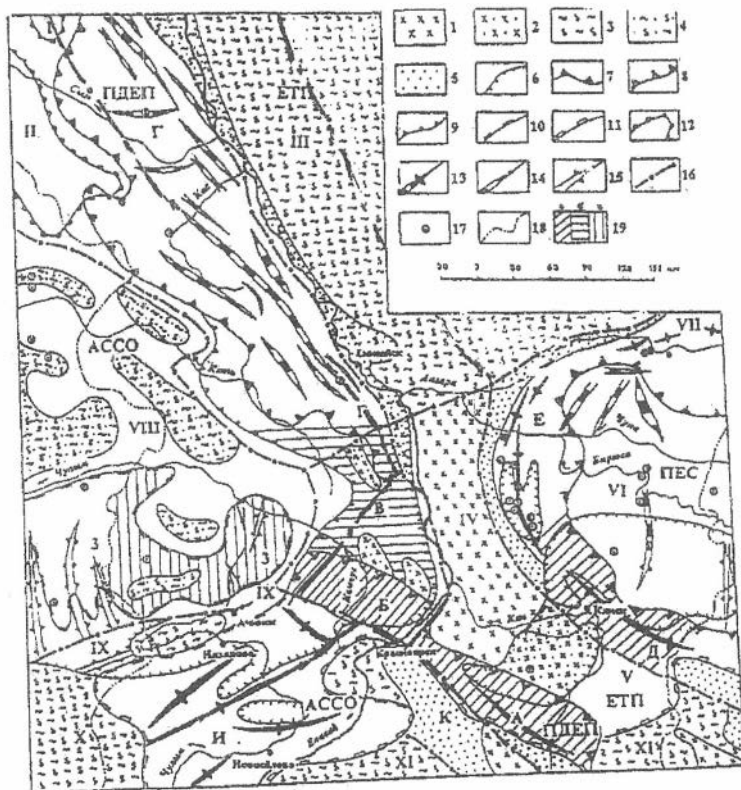


Рис. 1.5. Тектоническая схема области сочленения Енисейского кряжа, Восточного Саяна и Кузнецкого Алатау с Сибирской платформой и Западно-Сибирской плитой (По Н.Н. Дашкевичу, 1998).

1 – архейско-нижнепротерозойские кристаллические породы на дневной поверхности; 2 – то же, под мезокайнозойским и среднепалеозойским платформенным чехлом; 3 – рифейско-нижнепалеозойские складчатые образования на дневной поверхности; 4 – то же, под мезокайнозойским платформенным чехлом; 5 – вендско-нижнекембрийские терригенно-карбонатные отложения платформенного типа на дневной поверхности; 6 – подошва мезозойского (юра, мел) комплекса на дневной поверхности; 7 – вендско-нижнекембрийские прогибы типа краевых (кембрийские солеродные бассейны); 8 – вендско-нижне-среднепалеозойские прогибы типа краевых; 9 – нижнепалеозойский прогиб типа краевого; 10 – среднепалеозойский наложенный прогиб типа предгорного; 11 – подошва среднепалеозойского (девон) комплекса на дневной поверхности; 12 – крупные валообразные структуры в палеозойских отложениях по данным сейсморазведки; 13 – валообразные структуры по геологическим данным; 14 – то же, по данным сейсморазведки; 15 – то же, прогнозируемые по гравиметрическим ма-

териалам, 16 – основные крупные структурообразующие разломы, в т. ч. шовные зоны авлакогенов; 17 – глубокие скважины; 18 – граница Красноярского края; 19 – рекомендуемые к изучению структуры и площади (а – первой очереди, б – второй очереди, в – третьей очереди).

Основные структурные элементы. Надпорядковые: ПДЕП – Предъенисейский мегапрогиб, ПЕС – Присаяно-Енисейская синеклиза, ЕТП – Енисейский тектонический пояс, АССО – Алтае-Саянская складчатая область, первого и второго (частично) порядков: отрицательные: А – Есауловский прогиб, Б – Кемчугский прогиб, В – Булановский прогиб, Г – Дубчесско-Касский прогиб, Д – Присаянский прогиб, Е – Южно-Енисейский прогиб, Ж – Ангарский прогиб, З – Тегульдетская впадина, И – Северо-Минусинская впадина, К – Манский прогиб; положительные: I – Елогуй-Сымский вал, II – Оксымский вал, III – Енисейским кряж, IV – Южно-Енисейский кряж, V – Саяно-Енисейская седловина, VI – Чуно-Бирюсинский свод, VII – зона Ангарских складок, VIII – Чулымо-Кетский свод, IX – Ачинский вал, X – Кузнецкий Алатау, XI – Восточный Саян.

Аналогичный авлакогеновый характер строения имеет Енисей-Хатангский региональный прогиб.

Обобщая весь изложенный в этом разделе материал, можно сделать следующие выводы:

1. Все структуры грабено-рифтового образования по сути своей являются авлакогенами.

2. Для них, несмотря на различный возраст развития, свойственны осевая шовная зона, обрамляющие сбросовые нарушения, присутствие пластовых интрузий различного, преимущественно базитового состава и наличие карбонатных, галитовых и рифогенных формаций.

3. Характерной особенностью грабен-рифтовых структур является значительный объем осадочного выполнения.

4. Комплексом основания как Припятского прогиба, так и авлакогенов Западной Сибири являются метаморфические образования архейско-нижнепротерозойского возраста.

5. Все авлакогены размещаются между жесткими кристаллическими блоками и имеют рифтовую природу.

6. Долгоживущие активные авлакогеновые системы обладают большим нефтегенерационным потенциалом и, в силу этого, имеют высокие перспективы нефтегазоносности.

7. Для всех авлакогенов, независимо от возраста, основными критериями нефтегазоносности являются:

а) платформенный или субплатформенный характер залегания выполняющих их отложений;

б) благоприятная, преимущественно морская, литолого-фациальная обстановка осадконакопления с набором терригенных, карбонатных, рифогенных и соленосных формаций;

в) благоприятные гидрогеологические и геохимические условия осадконакопления;

г) наличие коллекторов и покрышек;

д) наличие нефтидопроявлений.

Предполагаемые ловушки углеводородов в Белоруссии и Западной Сибири могут быть следующих типов:

- Антиклинальные структуры.
- Соляные купола и под- и надсолевые структуры.
- Органогенные постройки.

- Зоны надвигов и крупных разломов.
- Поверхности несогласий и перерывов осадконакопления.
- Зоны выклинивания и целый ряд малоизученных нетрадиционных ловушек-резервуаров.

2. Геофлюидодинамика нефтегазонасыщенных систем

Авторы полагают, что нефтяная геофлюидодинамика охватывает два ранга систем: региональный, бассейновый – мегасистемы, и залежный – макросистемы. Надо отметить, что хотя они тесно взаимосвязаны, но, тем не менее, имеют существенные различия. И безусловно то, что одно без другого не существует.

Изучая мегасистемы, можно показать, что одни регионы проходят полный цикл (от рифтогенеза до орогенеза) с развитием в их пределах унаследованных осадочных бассейнов, в других этот цикл может быть прерван на любом этапе. В результате этого происходит либо переход к «пассивной» стадии с развитием внутриконтинентальных прогибов и синеклиз, либо регенерация активного режима, возвращение региона на одну из ранних стадий эволюции и частичное или полное повторение цикла. Это определяет характер развития мегасистем.

С установлением огромной роли сопряженных геодинамических, теплоэнергетических и флюидодинамических процессов в формировании нефтегазоносных бассейнов и

залежей углеводородов открываются новые возможности для разработки нетрадиционных теоретических и прикладных проблем геологии.

Тепловое состояние осадочной толщи литосферы как опосредованное выражение энергетики земной коры подвержено значительным изменениям во времени. Вариации в интенсивности тепловых полей в первом приближении соответствуют интенсивности тепловых процессов и тектонических активизаций и с определенным отставанием во времени охватывают этапы их нарастания (относительно смежных платформенных структур), активного проявления и общей деградации, выражающейся тенденцией к выравниванию теплоградиентных характеристик осадочного бассейна и вмещающих бассейн более крупных блоков земной коры. В характеристиках теплопереноса все это в самом общем виде можно выразить в виде последовательной смены преимущественно кондуктивного перераспределения тепловой энергии преимущественно конвективным, а на заключительных стадиях развития НГБ снова кондуктивным (рис.2.1).

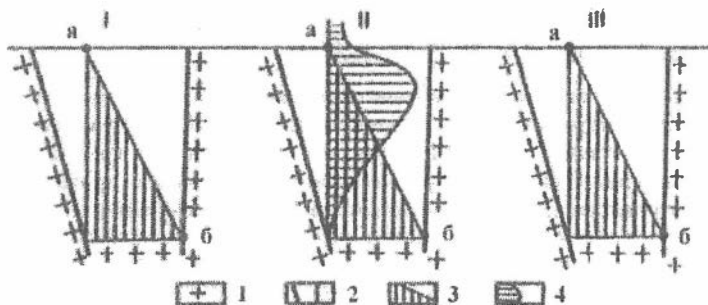


Рис.2.1. Принципиальная схема эволюции теплового режима осадочных бассейнов

Этапы тепловой эволюции осадочных бассейнов:

I -- потенциально активный, II -- активный, III -- общей тепловой деградации

1 -- кристаллические породы; 2 -- структуро-формирующие глубинные разломы; 3 -- квазистационарные процессы преимущественно молекулярно-диффузионной миграции вещества и кондуктивного теплопереноса (прямая ав); 4 -- нестационарный процесс конвективного теплопереноса.

Согласно современным представлениям, главным энергетическим фактором образования и динамики развития крупных океанических, а также внутриматериковых рифтов и впадин с субокеаническим типом земной коры (Южно-Каспийская и др.), являются восходящие конвективные потоки в верхней мантии. Как необходимое следствие подкоровых процессов рассматриваются заложение глубинных разломов, вулканическая и гидротермальная деятельность, повышенная сейсмичность, а также резкая интенсификация плотности тепловых потоков в разрезе подвижных блоков земной коры и литосферы. Вместе с тем в связи с появлением работ, касающихся роли энергии сжатых подземных газов

в формировании пликативных структур и дизъюнкций в разрезе осадочных толщ НГБ (Дурмишьян, 1972; Новоселов, 1975), проблем энергетики осадочного процесса (Щербаков, 1979) и литогенеза осадочных образований (Кудельский, 1982), представляется возможным рассматривать вопрос о неотектонических активизациях, грязевулканической деятельности и «наложенной» сейсмичности территорий НГБ в несколько иной плоскости, с позиций теории литогенеза и тепловой энергетики осадочных толщ (Кудельский, 1985).

По материалам специальных исследований геофлюидодинамики рифтогенеза и поднадвиговых зон платформ (Гарецкий и др., 1988, 1989, 1990, 1991, 1993; Кудельский, 1994), перспективы нефтегазоносности геологических мегаформ определяются прежде всего мощностью и тепловым режимом осадочного чехла, характером флюидодинамических процессов, влияющих на формирование как самих геологических структур, так и связанных с ними жидких и газообразных продуктов литогенеза осадочных пород. Естественно, региональная оценка перспектив нефтегазоносности будет тем более обоснованной, чем более полно ею будет учитываться весь комплекс обозначенных генетических критериев.

Суммируя результаты изучения геофлюидодинамики процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, следует еще раз подчеркнуть, что определяющим для аккумуляции нефти и нефтяных УВ является: а) перепад

температур и давлений на участке от места зарождения до глубины экранирования «облака» перегретых газожидкостных смесей; б) наличие достаточно емких коллекторов. Формирование нефтяных месторождений в соответствии с описанным механизмом может происходить при наличии:

- 1) ослабленных тектонических зон (разломы, флексуры) в разрезе осадочных образований;
- 2) регионально выдержанных покровов (соли, пластичные глины), в пределах которых зоны пересекающих их разломов являются раскрытыми, полураскрытыми или закрытыми в зависимости от величины давления в движущихся по разлому «облаках» газожидкостных смесей. При этом может иметь место: а) полное экранирование «облака» и формирование нефтегазовой залежи при $P < P_{обл} < P_{зан}$, где P – пластовое давление на уровне гидродинамической ловушки, $P_{обл}$ – давление в «облаке» газожидкостных смесей, $P_{зан}$ – запирающее давление в расположенной выше зоне разлома; б) частичное экранирование при $P_{зан} < P_{обл} > P$, в) отсутствие эффекта экранирования. Залежи углеводородов не образуются, т.е. $P > P_{обл} > P_{зан}$ (рис.2.2).

Процессы активного эпигенеза осадочных пород определяют основные черты гидродинамики НГБ. Именно с нестабильностью и фазовыми перестройками твердого скелета и рассеянного органического вещества осадочных образований при их глубоком литогеохимическом превращении следует связывать глобальную тенденцию сближения величин пластового и геостатического давлений с глубиной (рис.2.3),

а также природу АВПД как проявления глубинной барической ситуации $P_{пл} \gg P_2$ (Новоселов, 1975 и др.) конечных стадий эпигенеза и метаморфизма.

Гидродинамический режим квазиэлизионных и термогидродинамических систем более сложен и формируется преимущественно за счет внутренних, литогенетических источников подземных вод и пластовой энергии.

Появление в разрезе термогидродинамической системы сверхвысоких давлений, превышающих геостатические, приводит к формированию микротрещин, явлениям гидро разрыва пласта, образованию дизъюнкций, диапировых складок и крупных разрывов сплошности осадочных пород вышележащих гидродинамических систем (Новоселов, 1975). В связи с уменьшением вязкости воды, водно-газовых растворов и смесей увеличивается их подвижность, происходит «размывание» гидродинамически замкнутых резервуаров, ликвидируются литогеохимические последствия явлений консервации ОМК в разрезе квазиэлизионных гидродинамических систем. Высокий энергетический потенциал летучих обеспечивает интенсивную дегидратацию минералов, отвод продуктов термолиза РОВ и, как следствие, региональную гидрослюдизацию монтмориллонита и других разбухающих глинистых минералов.



Рис.2.2. Общая схема формирования залежей углеводородов

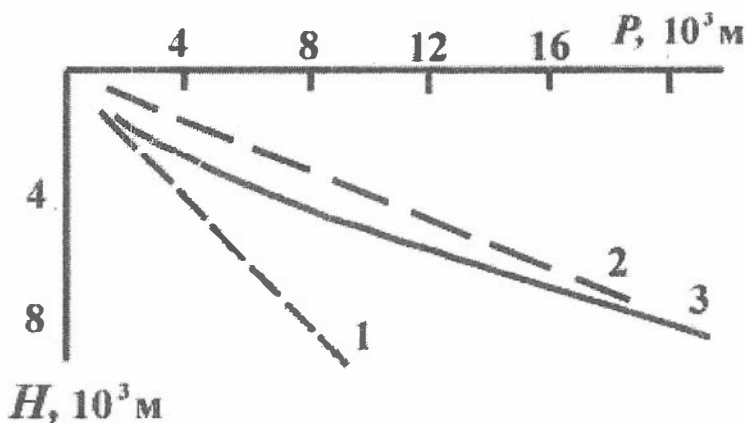


Рис.2.3. Зависимость давления от глубины по Орфаниди, 1978 (с упрощениями):

1 – гидростатического ($\text{grad } 0,1 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м}$); 2 – геостатического ($\text{grad } 0,25 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{м}$); 3 – пластового ($P = 3,4 H - 6630$).

В разрезе Припятского прогиба условия, необходимые и наиболее благоприятные для формирования нефтяных залежей, появились в период накопления палеозойских формаций и сохранились, как это следует из палеогеологических реконструкций, вплоть до эпохи общей консолидации Припятского рифтогена. Белорусские геологи полагают, что одним из необходимых геолого-геохимических следствий процессов нефтегазообразования должна быть активная грязевулканическая деятельность, следы которой в виде эруптивных каналов и специфических глинистых фаций обнаружены в разрезе песчано-глинистых карбон-пермско-триасовых пород.

Установлено, что нефтегазоносными, независимо от возраста и тектонического положения относительно вме-

щающих или смежных мегаформ, являются осадочные бассейны с общей суммарной мощностью осадочных пород свыше 5 км (с учетом мощности промежуточных комплексов и высокими (свыше 150–200°С) температурами (палеотемпературами) в их основании. Найдены статистически значимые положительные связи между суммарной мощностью осадочных пород и запасами углеводородов.

Проанализированы общая концепция и специфика нефтегазообразования в краевых поднадвиговых зонах платформ, в том числе Восточно-Европейской. Показано, что отвод углеводородов из очагов нефтегазообразования осуществляется в виде субвертикальных миграционных конвективных потоков, реализующихся при наличии необходимых структурно-геологических и термобарических условий в виде залежей в разрезе автохтона «в тени» аллохтонных пластин, а также в разрезе последних при соответствующих энергетических потенциалах миграции. Установлено, что нефтегазонакоплению свойственно сочетание специфических черт этого процесса для прогибов и рифтогенных зон, причем при эффективном дренировании разломами, линейными или флексурными образованиями залежи углеводородов могут оказаться «вынесенными» за пределы аллохтонных перекрытий и формировать, таким образом, продуктивность собственно прогибов и далеких платформенных склонов. Здесь просматриваются теоретические и

методические основы прогнозирования нетрадиционных ловушек нефти и газа.

Характеризуя флюидодинамические макросистемы (залежи нефти и газа), можно отметить, что они весьма неустойчивы и реакционноспособны. В зависимости от провоцирующих внешних воздействий они или квази стабильны (равновесное состояние) или возмущены (неравновесное состояние). «Возмущенная» система обладает всеми признаками неупорядоченности (хаоса). Например, соотношение T и V , особенно изменчивое в зонах деструкции (разуплотнения пород), точно характеризует состояние системы (рис.2.4).



Рис.2.4. Изменение термодинамического состояния системы

Пока скорость выравнивания температуры превышает скорость расширения, система находится в равновесном состоянии. По истечении некоторого критического времени T_k скорость выравнивания температуры падает ниже скорости расширения: с этого момента система становится неравновесной (возбужденной).

Источник: Дж. Николис Динамика иерархических систем. М.: Мир, 1989, с.90.

Динамика «возмущения» флюидных систем достаточно четко отражена в работе Гапонова-Грехова А. В., Рабиновича М. И. «Проблемы современной нелинейной динамики» (Вестник Российской Академии наук, 1997, т.67, № 7, с.608–614). Они считают, что «если количество энергии, вносимой в неравновесную среду (надкритичность), возрастает, то упорядоченные структуры могут стать неустойчивыми. Появление таких вторичных неустойчивостей способствует возникновению режима пространственно-временного хаоса, а затем и развитой турбулентности» (рис. 2.5). Формирование напряженных флюидонасыщенных зон и очагов разуплотнения происходит по принципу «порядок – беспорядок – порядок» и является фундаментальным свойством геологических систем.

Намечаются новые подходы к изучению нефтенасыщенных объектов (залежей нефти и газа) как динамических систем с быстро меняющимся состоянием, то резко «возбужденным», то близким к стабильному, что особенно характерно в период наложенных техногенных процессов (разведка и разработка).

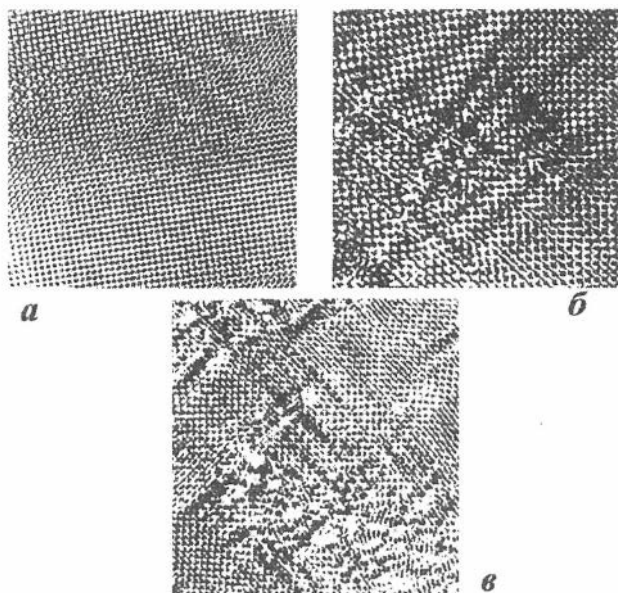


Рис.2.5. Возникновение пространственно-временного хаоса в системе возбужденных капиллярных волн.

На поверхности протяженного слоя жидкости, колеблющегося вертикально, возникает капиллярная рябь, образующая структуру в виде капиллярных клеток (а). С ростом надкритичности, например, амплитуды вертикальных колебаний слоя, на фоне капиллярной ряби появляется крупномасштабная модуляция – чередующиеся светлые и темные полосы, наклоненные под углом примерно 45° (б). При дальнейшем увеличении надкритичности в системе возбужденных капиллярных волн возникает пространственно-временной хаос (в).

Уже в период разведки месторождения, особенно в процессе бурения значительного количества скважин, за счет репрессий, депрессий и других факторов пластовая природная система претерпевает большие изменения и по существу становится природно-техногенной, а в период интенсивной разработки уже техногенно-природной. Гидравлические и механические удары на забое скважины глубиной

3000 м достигают 20 и более МПа. В процессе различных технологических операций величины репрессий-депрессий часто превышают 10 МПа. Безусловно, это влияет на состояние, свойства и структуру продуктивного пласта и природной нефтегазонасыщенной системы в целом. Мы практически создаем новую систему.

Скважина, как техническое сооружение, и нефтегазонасыщенный пласт, как природный объект, вместе образуют природно-техногенную систему, которую геолог обязан постоянно изучать и уметь управлять динамикой процессов с учетом принципов самоорганизации таких систем.

Сверхинтенсивный (закритический) отбор флюидов из продуктивного пласта приводит к резкому нарушению фильтрационно-емкостных параметров резервуара. Форсированная разработка как нефтяных, так и газовых месторождений привела к тому, что текущий коэффициент нефтеотдачи в Западной Сибири даже на конечной стадии «амортизационного» срока составляет всего лишь 20–25 %, а в юрских отложениях – 15 %. Как правило, большая депрессия на пласт (>5 МПа) и высокие темпы отбора флюидов (>2% от суммарного объема извлекаемых активных запасов) приводят к нарушению сбалансированного режима подпитки фильтрационных каналов (трещин) за счет флюидонасыщенной поровой матрицы (плотных блоков). При высоких депрессиях связанная вода «отрывается» от стенок порового пространства коллектора (матрицы) и заполняет фильтраци-

онные каналы. Вследствие этого уменьшается продуктивность скважин и увеличивается обводненность (рис.2.6).

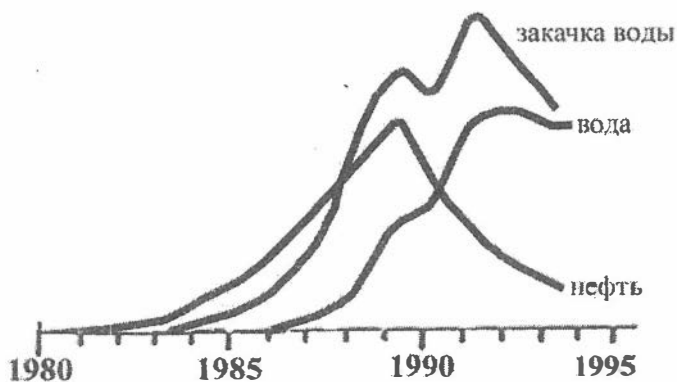


Рис.2.6. Динамика обводненности продуктивных пластов ЮК₁₀-ЮК₁₁ Талинского месторождения

Это явление характерно для сложных низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири и особенно четко проявляется в околоскважинном пространстве. Фактически мы имеем локальные природно-техногенные системы. «Стандартное» управление такими системами приводит к уничтожению природных флюидонасыщенных систем и, следовательно, к потере добываемой нефти, низкому коэффициенту нефтеизвлечения и очень малой продуктивности скважин. Среднесуточный дебит нефти одной скважины в Западной Сибири едва превышает 7 тонн, и только высокая цена на нефть позволяет временно считать такие дебиты рентабельными. Кстати, дебиты газа в России также значи-

тельно уменьшаются, и в тоннах условного топлива в сутки на скважину приближаются к нефтяному показателю.

Поскольку гидродинамические и фильтрационно-емкостные характеристики залежей наиболее достоверно отражаются в геолого-промысловых материалах, то именно эти данные служат основой для создания флюидодинамических моделей природных резервуаров и выявления факторов, влияющих на поисково-разведочный процесс, подсчет запасов и эффективность разработки.

Анализ динамики геолого-промысловых параметров и показателей разработки многих нефтяных и газовых месторождений выявил, что все резервуары независимо от литологии идентичны по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) и содержат углеводороды (УВ) в трещинной и поровой средах. В карбонатных породах трещинная емкость обусловлена непосредственно трещинами, а в терригенных – трещинами и межгранулярной пустотностью сверхпроницаемых песчаников, именуемых в литературе «суперколлекторами»: Последние работают как крупные трещины – каналы. При депрессии до 3–5 МПа трещины и суперколлектор испытывают подток из пор низкопроницаемой матрицы, а с увеличением перепада давлений подпитка прекращается и коллектор работает как однородно-трещинный, каналный. В этом случае происходит избирательная выработка запасов.

Примером может служить Федоровское нефтяное месторождение в Западной Сибири. На этом месторождении,

находящемся в пределах Сургутского свода, при разработке залежи валанжина (пласт БС₁₀) на начальном этапе коллектор дренировался как порово-трещинный. Значительные объемы закачиваемой воды, в 2–2,5 раза превышающие отбор нефти, обусловили работу коллектора как однородно-трещинного (Т) и вызвали высокие темпы (до 11–13% в год) обводненности продукции. Стремление сохранить высокий темп отбора продукта путем увеличения числа добывающих скважин в 2 раза не способствовало приросту добычи, так как извлечение нефти из основной трещинной емкости уже было завершено и закачиваемая вода полностью контролирует ее пустотность. Неуклонное снижение годовой добычи и высокая обводненность свидетельствуют о том, что на Федоровском месторождении практически завершился отбор из трещиноватых коллекторов и при обводненности продукции около 90% добыча стабилизировалась на низком уровне, то есть коллектор работает только как поровый (рис.2.7).

Таким образом, на данном месторождении, как и на многих других, была осуществлена нерациональная выработка запасов. Исходя из флюидодинамической модели залежи, годовая добыча не должна была бы превышать уровня при работе коллектора как порово-трещинного или трещинно-порового, то есть когда извлечение продукта производилось из двух сред одновременно при оптимальном эксплуатационном фонде скважин. Темп отбора, соответст-

вующий этому уровню, способствовал бы эффективной разработке залежи.

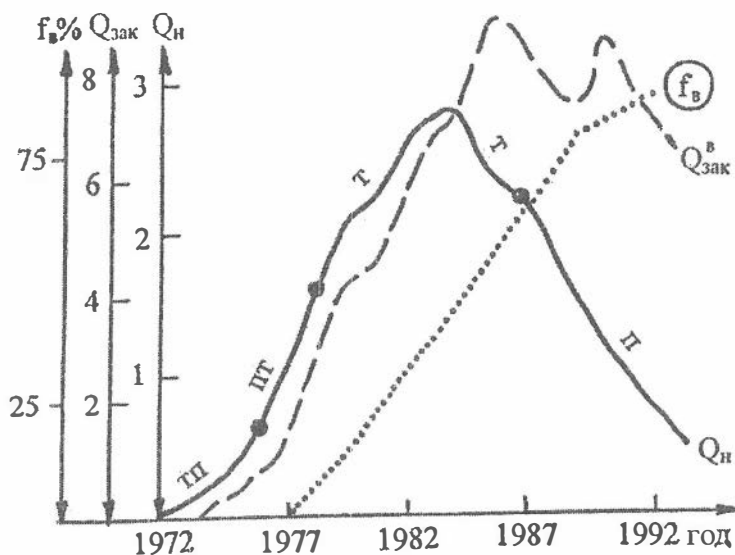


Рис.2.7. Динамика показателей разработки залежи валанжина Федоровского месторождения

Необходимо подчеркнуть, что флюидодинамические процессы в газовых месторождениях еще более мобильны, и чрезмерно форсированный отбор газа ведет не только к быстрой потере пластовой энергии, но и снижению ресурсного потенциала, что можно наблюдать на газовых гигантах Западной Сибири (рис.2.8).

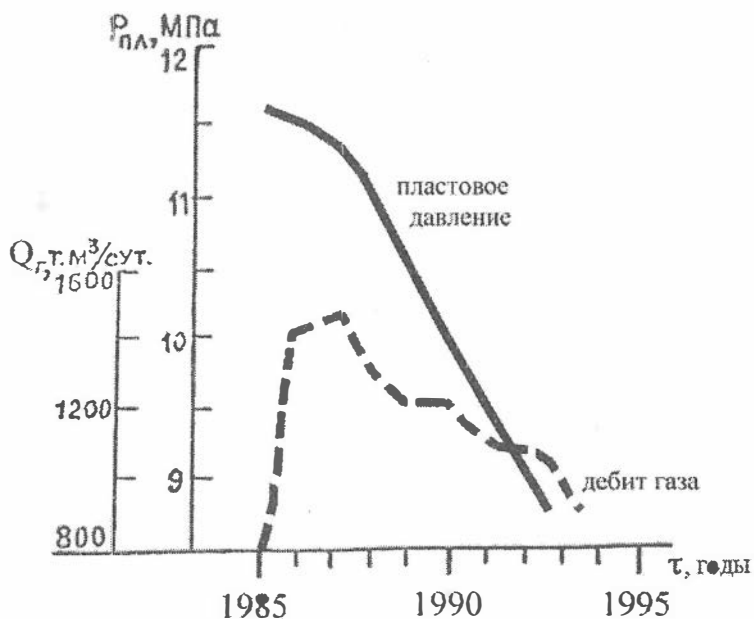


Рис.2.8. Характеристика изменения во времени дебита газа и пластового давления на Ямбургском месторождении

Геофлюидодинамика резервуаров, представленных пористыми или трещиноватыми средами, в существенной мере определяется стохастическими факторами, включая хаотическое распределение зерен породы и трещин по форме и размерам. Как известно, пористые вещества ведут себя как системы с фрактальной структурой. Фактически пористое тело является большим кластером (агрегатом), составленным из малых фрактальных кластеров (самоподобие). Собственно характеристикой подобных веществ является не пористость, которая обычно связывается с размерами пор, а фрактальная размер-

ность, отвечающая стохастическому распределению поровых пустот и трещинных каналов (Запивалов, Смирнов, 1998).

В изучении таких систем можно использовать фрактальный аппарат как инструмент для познания скрытого порядка в беспорядочных анизотропных системах, каковыми являются залежи нефти. Фракталами называются масштабно-инвариантные множества, обладающие дробной размерностью (Федер, 1991). Фрактальные представления упрощают анализ турбулентного движения жидкости или газа, а также процесса протекания, что важно для технологии разработки месторождений.

Исходя из фрактально-энтропийных представлений, можно считать, что залежь нефти – это открытая флюидодинамическая система с переменной эксергией, ограниченная порогом протекания и массо- энергопереноса, за пределами которого распространяется другая система (среда).

Теория протекания была разработана на газожидкостных моделях (вода, заполняющая решетку из ячеек, из которых откачан воздух; воздух, вытесняющий глицерин; вода, вытесняющая несмачиваемую жидкость, например нефть и др.), а также на компьютерных моделях. Причем все перечисленные процессы обнаружили удивительное сходство своих фрактальных свойств.

Что же касается пространственных масштабов, то здесь для фрактальных исследований доступен и микро-, и

макроуровень, что явствует из самой сути используемого аппарата фрактальной математики.

Проблема определения размерности фракталов, отражающих неупорядоченные системы, решается путем измерения фрактонной величины спектра колебаний. Локализованные колебательные движения на фракталах, сменяющие обычные фононные состояния при частотах, превышающих некоторую частоту перехода (кроссовера), именуется фрактонами. Частотное распределение фрактонов в силу масштабной инвариантности имеет степенной вид, причем показатель степени определяется так называемой фрактонной (спектральной) размерностью

$$D_f = 2D/(2 + \xi),$$

выражаемой через показатель аномальной диффузии $\xi > 0$. Фрактонная размерность характеризует размерность пространства в низкочастотной асимптотике плотности колебательных состояний.

Вариации во времени фрактонной части спектра будут отражать динамику нефтегазонасыщенных систем, обусловленную техногенными процессами. Вместе с тем появляются возможности по пространственным изменениям фрактонных характеристик судить о нефтегазонасыщенности, причем по переходу фрактонов в фононный спектр в ряде реальных ситуаций можно регистрировать границу нефтегазового месторождения.

Фрактонная дебаевская частота, определяемая через частоту кроссовера ω_c , как и обычная дебаевская частота для фононного спектра, в качестве предела интегрирования обеспечивает нормировку числа колебаний на число частиц. Интегрируя плотности $\rho_p(\omega)$ и $\rho_f(\omega)$ на интервалах $(0, \omega_c)$ и (ω_c, ω_d) соответственно, получаем, что полное число фононных состояний $N_p = N$, тогда как для фрактонных полное число колебательных мод $N_f = N(n-1)$. Полное число частиц равно числу всех колебательных состояний:

$$N = N_p + N_f = N_n$$

На частоте кроссовера плотность фононных состояний превышает плотность фрактонных состояний:

$$\rho_p = Nd > \rho_f = N_f d_f,$$

так как $d > d_f$. Наличие этой особенности можно использовать для регистрации динамики контура флюидонасыщения и выработанности запасов (рис.2.9).

Разрабатываемые в настоящее время на основе современных достижений физики фракталов, геофизики и математической физики принципиально новые методы комплексного анализа флюидонасыщенных систем позволяют конкретизировать информацию об их динамике с учетом сложности топологии нефтегазовых систем коллекторов, пористой структуры напряженных нефтегазоносных слоев, изменения состояния месторождений под влиянием техногенных процессов.

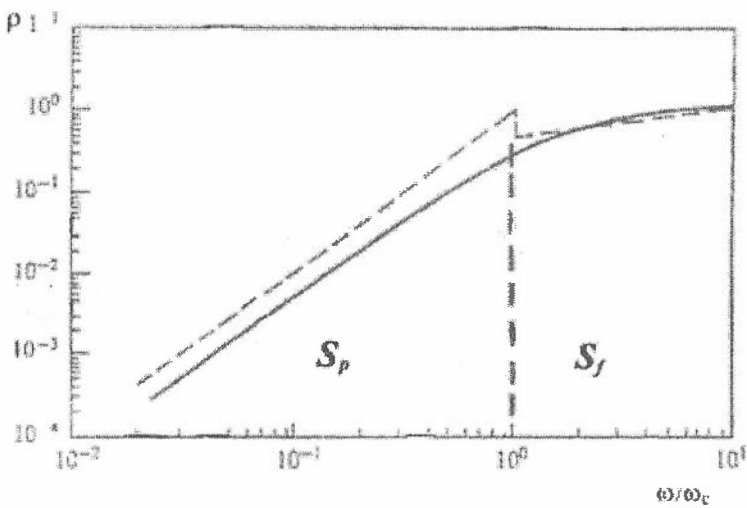


Рис.2.9. Плотность колебательных состояний

Вся совокупность статических и динамических параметров изучаемых систем пока не может быть выражена в строгой «формуле» самоорганизации. Однако фрактальное моделирование помогает определить текущий уровень самоорганизации и управлять сбалансированной разработкой месторождений и даже увеличить итоговый коэффициент нефтеизвлечения.

Некоторые выводы и рекомендации по макросистемной геофлюидодинамике

«Пауза» в открытии новых крупных и высокодебитных месторождений затянулась, и почти во всех регионах России и Беларуси нефтяники и газовики вынуждены работать с остаточными, трудноизвлекаемыми запасами на разрабатываемых месторождениях третьей и четвертой стадий. Именно в этой ситуации единственной возможностью остается естественная реабилитация и релаксация таких месторождений в

целом или отдельных продуктивных зон. Это позволит восстановить природные энергетические параметры флюидонасыщенных систем, а также обеспечить равновесное соотношение углеводородов в трещинах и поровой матрице. Такие индивидуальные флюидодинамические циклы на основе самоорганизации природных систем могут увеличить объем извлекаемых запасов на месторождениях в 2–3 раза.

Изучение природно-техногенных систем (залежей нефти и газа) с быстро меняющимся состоянием и управление разработкой месторождений целесообразно осуществлять на основе флюидодинамического мониторинга и фрактального моделирования. Фрактальные характеристики используют в качестве диагностических критериев, определяющих состояние месторождений и возможности самоорганизации природно-техногенных систем. Фрактальный математический аппарат применим как инструмент для познания скрытого порядка в анизотропных флюидонасыщенных системах и управления их динамикой с учетом природных компонентов. Самоорганизация природных систем предусматривает строго дозированное техногенное вмешательство на основе фрактального мониторинга.

В связи с этим рекомендуется:

1. Предусматривать реабилитационные циклы для месторождений и залежей с выработанными «трещинными» запасами. Значительная часть «поврежденных» нефтегазонасыщенных объектов в Западной Сибири и других регионах

должна быть возвращена в состояние относительного покоя (релаксации) для стабилизации флюидодинамического равновесия системы.

2. Определить индивидуально для каждого объекта оптимальные режимы разработки (доработки) и методы возможно-допустимой интенсификации.

3. Узаконить оптимальный стандарт мониторинговых наблюдений, что должно быть отражено в лицензионных соглашениях, а также в требованиях-инструкциях ГКЗ и ЦКР.

4. Осуществить инвентаризацию – пересчет (уточнение) остаточных запасов на разрабатываемых или законсервированных объектах. На разведанных и вновь открываемых месторождениях должна точно быть оценена активная (рентабельная) часть запасов. Желательно периодически производить оценку-экспертизу активных запасов с ранжировкой по продуктивности. Это чрезвычайно важно для текущего и перспективного планирования добычи в стране и для отдельных нефтегазовых компаний.

5. Месторождение для разработки должно передаваться одному недропользователю. Нельзя дробить месторождение на участки и отдельные лицензионные блоки, ибо это нарушает принципы самоорганизации природно-техногенных систем.

Заключение

Коллектив сибирских и белорусских ученых, работающий по совместному проекту и соответствующим программам, сделал первую попытку анализа и обобщения огромного фактического и экспериментального материала. Как видно из этой работы, авторы пошли по пути комплексного системного анализа с учетом различных направлений, принципиально объединяющих концепцию прогнозирования сложных нетрадиционных ловушек.

Некоторые выводы в этой работе являются предварительными, и авторы продолжают творческий поиск новых решений.

Работа выполнена по грантам Российского и Белорусского Фондов фундаментальных исследований, проект № 00-05-81155 Бел_2000 (руководитель проекта РФФИ Запивалов Н. П.).

Литература

1. Айзберг А. Е., Синичка А. М. Разрывные дислокации Припятской впадины//Нефтеносность недр Белорусской ССР, М, 1968, 97 с.

2. Айзберг Р. Е. Гарецкий Р. Г., Конищев В. С. Перспективы нефтеносности Припятского прогиба в связи с особенностями его тектоники//Геология нефти и газа, №9, 1974, с.8–16.

3. Айзберг Р. Е., Гарецкий Р. Г., Демидович Л. А., Окушко В. Б. Погребенные частично расформированные палеоподнятия в Припятском прогибе – новый поисковый объект//Геология нефти и газа, № 6, 1975, с.43–50.

4. Аксаментова Н. В., Архипова А. А., Найденов И. В. Основные черты геологического строения кристаллического фундамента Припятского прогиба//ДАН БССР, т. XXI, №3, 1977, с.250–253.

5. Белоусов В. В. Основные вопросы геотектоники. М.: Госгеолтехиздат, 1954, 606 с.

6. Бондаренко Б. В., Кравчук Д. Н. Тектоническое районирование Припятской впадины по данным численного анализа аномалий силы тяжести//ДАН БССР, т.4, № 12, 1960, с.527–531.

7. Брусенцов А. Н. Результаты геофизических работ по изучению глубинного строения перспективных на нефть и газ районов Белорусской ССР//Геология и нефтегазос-

ность территории Белоруссии и смежных районов. М., 1969, с.42–55.

8. Гапонов-Грехов А. В., Рабинович М. И. Проблемы современной нелинейной динамики//Вестник Российской Академии наук, 1997, т.67, № 7, с.608–614.

9. Гарецкий Р. Г., Данкевич И. В., Михненко М. И. Тектоническая карта фундамента территории Белоруссии//Тектоника Белоруссии. Минск: Наука и техника, 1976, 198 с.

10. Гарецкий Р. Г., Айзберг Р. Е., Кудельский А. В. Рифтогенез и нефтегазообразование//Геодинамические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. Тез. Докл. I Всес. Конф., 6–8 сентября, 1988 г. М., 1988, с.334–335.

11. Гарецкий Р. Г., Айзберг Р. Е., Кудельский А. В. Геофлюидодинамика рифтогенеза//Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов. М., 1989, с.18–27.

12. Гарецкий Р. Г., Айзберг Р. Е., Кудельский А. В. Рифтогенные бассейны платформ: особенности геодинамики и нефтегазоносность//Рифтогенез и нефтегазоносность. М., 1993, с.43–50.

13. Грачевский М.М. Погребенные барьерные рифы и поиски в их пределах месторождений нефти и газа//Рифогенные образования нефтегазоносных областей Русской платформы. Труды ВНИГРИ. М., 1976 вып.194, с.62–74.

14. Дашкевич Н. Н. О необходимости проведения региональных нефтегазопроисловых геофизических работ в центральной части Красноярского промышленного района//Геология и полезные ископаемые Красноярского края, 1998, с. 46–55.

15. Дашкевич Н. Н., Каштанов В. А. Платформенные отложения палеозоя и подсолевые комплексы докембрия левобережья р. Енисей – новый объект нефтегазопроисловых работ//ДАН СССР, т.315, №5, 1990, с. 1187–1191.

16. Дербиков И. В. Элементы тектоники Западно-Сибирской низменности и вопросы ее исследования. М.: Гостоптехиздат, 1960. – 260 с.

17. Запивалов Н. П., Смирнов Г. И. О фрактальной структуре нефтегазовых месторождений//ДАН. – Том 341. – № 1. – 1995. – С.110–112.

18. Запивалов Н. П., Павлов Ю. А., Соловьев В. А. Тектоника Уренгойско-Колтогорского авлакогена//Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Ч. II, Новосибирск, 1996, с 7–10.

19. Запивалов Н. П., Смирнов Г. И. Фрактальный анализ нефтегеологических систем//Тезисы Всероссийской конференции «Науки о Земле на пороге XXI века». РФФИ. М., 1997.

20. Запивалов Н. П. Фрактальные структуры неравновесных геологических систем//Фундаментальные проблемы

естествознания. Материалы Международного научного конгресса. СПб., 1998, с.70.

21. Запивалов Н. П. Новая концепция изучения флюидонасыщенных геологических систем (фрактальный аспект)//Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Материалы второй международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». М.: Изд-во МГУ, 1998, с.76–78.

22. Запивалов Н. П., Каштанов В. А. Российско-Белорусский нефтяной проект в действии//Наука в Сибири, № 3, январь 2001 г., с.8.

23. Запивалов Н. П., Попов И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа (15 авторских листов). Монография. Подготовлена к печати.

24. Карасев И. П., Назарова Н. В., Казенкина Г. А., Демидович Л. А. Об участии водорослей в формировании нефтегазоносных межсолевых отложений девона северо-восточной части Припятского прогиба//ДАН БССР, т.16, № 2, 1972, с.158–161.

25. Каштанов В. А. Геология и минералогия осадочного чехла Приенисейских байкалид. М.: Наука, 1990, 192 с.

26. Каштанов В. А., Левинзон И. Л., Никулин Б. В., Филиппов Ю. Ф. Перспективы нефтегазоносности доюрских комплексов востока Западной Сибири (Пур-Тазовское междуречье, Тюменская область)//Геология нефти и газа, №5, 1997, с. 4–7.

27. Каштанов В. А., Левинзон И. Л., Никулин Б. В., Филиппов Ю. Ф. Домезобойские образования Пур-Тазовского междуречья (Тюменская область) – новый нефтегазоперспективный объект Западной Сибири//ДАН, 1992, т.326, № 2, с.309–312..

28. Каштанов В. А., Левинзон И. Л., Никулин Б. В., Филиппов Ю. Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности домезобойских образований Пур-Тазовского междуречья//Геология и геофизика, № 8, 1993, с.38–45.

29. Кринин В. А. Геологический разрез юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Геология и полезные ископаемые Красноярского края. Красноярск, 1998. С. 95–97.

30. Кудельский А. В., Гарецкий Р. Г., Айзберг Р. Е. Геофлюидодинамика и нефтегазообразование. Мн.: Институт геологических наук АН Беларуси, 1997, 148 с.

31. Кудрявец И. Д. Классификация залежей нефти по морфологическим признакам//Направления нефтепоисковых и разведочных работ в Припятском прогибе. Минск, 1977, с.173–175.

32. Мартынова Г. И. Исследование структуры сети региональных нарушений земной коры по гравиметрическим данным//Труды ВСЕГЕИ, т.24, 1977, с.35–41.

33. Махнач А. С., Кручек С. А., Урьев И. И., Голубцов В. К. Об органогенных постройках в девонских отложениях Белоруссии//ДАН СССР, т.220, № 4, 1975, с.918–921.

34. Микуцкий С. П., Божко В. А., Фомкин К. В. Проблема рифогенных структур в Припятском прогибе. Минск: Наука и техника, 1976, с.130–136.

35. Милановский Е. Е. Рифтогенез и его роль в тектоническом строении Земли и ее мезо-кайнозойской геодинамике//Геотектоника. – 1991. № 1. – С. 3–21.

36. Наливкин В. Д., Шаблинская Н. В. Соотношение платформенных структур с глубинными массами в земной коре//Геологические результаты прикладной геофизики. – М.: Наука, 1968. – С. 30–35.

37. Рудкевич М. Я. Тектоническое районирование фундамента Западно-Сибирской плиты в свете новых геолого-геофизических данных//Геология и геофизика, № 11, 1986, с.10–18.

38. Сахибгареев Р. С., Москвич В. А. Влияние гидродинамических условий осадконакопления органогенного материала на формирование коллекторской емкости задонских отложений Припятского прогиба//ДАН СССР, т.219, № 1, 1974, с.201–203.

39. Сурков В. С. Геотектоническое районирование фундамента Западно-Сибирской плиты//Советская геология, 1968, № 8, с.34–46.

40. Сурков В. С. Жеро О. Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М., Недра, 1981, 143 с.

41. Сурков В. С., Коробейников В. П., Гришин М. П. Развитие нефтегазоносных бассейнов Сибири в неогее//Отечественная геология. --- 1993. – № 6. – 39–45.
42. Тектоника Белоруссии. Под ред. Гарецкого Р. Г. Минск: Наука и техника, 1976, 198 с.
43. Тектоника Припятского прогиба. Минск, Наука и техника, 1979, 175 с.
44. Трофимук А. А., Каштанов В. А., Филиппов Ю. Ф., Ефимов А. С., Кринин В. А. Домезозойские комплексы левобережья Енисея – объект наращивания минерально-сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности//ДАН СССР, 1998, т. 361, №3, с. 384–387.
45. Хотько Ж. И. К вопросу строения кристаллического фундамента Припятской впадины//Уч. Зап. Белорусского гос. ун-та, 1958, вып.43, серия геолог., с.251–259.
46. Шаблинская Н. В. Новая крупнейшая структура Западной Сибири – погребенный Ямало-Пуровский авлакоген//Доклады АН СССР. – 1976. – Т. 227, № 3. – С. 688–691.

Научное издание

**КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ
НОВЫХ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ
И ПРОГНОЗ
НЕТРАДИЦИОННЫХ ЛОВУШЕК
НЕФТИ И ГАЗА
В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ КОМПЛЕКСАХ
БЕЛАРУСИ И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Подписано в печать 22.12.2000 г.
Формат 60x84 1/8. Офсетная печать.
Уч.-изд. л. 7,25. Тираж 100 экз.
Заказ № 145

Лицензия ЛР № 021285 от 6 мая 1998 г.
Редакционно-издательский центр НГУ
630090, Новосибирск-90, ул. Пирогова, 2.