

УДК 551.242.51

## ФОРМИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМАХ: НА ПУТИ К УНИВЕРСАЛЬНОЙ ПОИСКОВОЙ КОНЦЕПЦИИ<sup>1</sup>

© 2022 г. Ю. А. Волож<sup>1</sup>, Л. А. Абукова<sup>2</sup> \*, В. В. Рыбальченко<sup>3</sup>, О. И. Меркулов<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Геологический институт РАН,  
Пыжевский пер., д. 7, 199017 Москва, Россия

<sup>2</sup>Институт проблем нефти и газа РАН,  
ул. Губкина, д. 3, 119333 Москва, Россия

<sup>3</sup>ПАО “Газпром”, пр-кт Лахтинский, д. 2,  
197229 Санкт-Петербург, м.о. Лахта-Ольгино, Россия

<sup>4</sup>АО “Ниже-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики”,  
ул. Московская, д. 70, 410012 Саратов, Россия

\*e-mail: abukova@ipng.ru

Поступила в редакцию 16.07.2022 г.

После доработки 30.08.2022 г.

Принята к публикации 06.09.2022 г.

Авторы статьи обосновывают ведущую роль в процессах нефтегазоаккумуляции в нижних этажах солеродных бассейнов особого – автоклавного – типа углеводородных систем (УВС). По мнению авторов, автоклавные УВС представляют собой разномасштабные, тектонически и литологически экранированные флюидонасыщенные области литосферы, для которых характерно пространственно-временное сопряжение процессов генерации, первичной миграции и аккумуляции углеводородов (УВ) в обстановке гидродинамической стагнации, возрастной идентичности флюидов и флюидовмещающих пород. В статье рассматривается место автоклавных углеводородных систем в иерархическом ряду разноранговых нефтегазолокализирующих объектов “увосфера → нефтегазоносный этаж → углеводородная система → нефтегазоносный комплекс → нефтегазоносный горизонт”. Основное внимание уделено очаговому автоклавному углеводородному системам. Обобщающий вывод авторов сводится к тому, что в условиях автоклавных очаговых углеводородных систем сегрегация углеводородов (при достижении термобарического порога фазообособления нефти, конденсата и газа) из однофазного флюида приурочена к зонам пониженных гидродинамических потенциалов, а локализация свободных углеводородов преимущественно происходит *in situ*.

**Ключевые слова:** геофлюидодинамическая концепция поисков углеводородов, сейсмостратиграфические комплексы, большие глубины, гидродинамическое экранирование, очаговый тип автоклавных углеводородных систем, пластовые и поровые давления

**DOI:** 10.31857/S0016853X22050095

### ВВЕДЕНИЕ

Время обогнало недолгую историю открытий крупных и уникальных месторождений нефти и газа на сравнительно небольших глубинах в нефтегазоносных провинциях (НГП). Смена технологических укладов не сделала углеводородные ресурсы менее востребованными, напротив, сфера применения углеводородов (УВ) расширяется (вплоть до пищевой промышленности). Альтернативных предложений по стратегическим направлениям поисков и разведки новых нефтегазовых гигантов немного, среди приоритетов – освоение

больших глубин осадочно-вулканогенного слоя Земли [11, 19, 21, 52]. Крупные нефтяные компании различных стран на протяжении последних 15–20 лет безуспешно использовали свои технологические разработки, технические и финансовые возможности для поиска нефти и газа на больших глубинах.

Несмотря на достигнутые успехи глубоководного и континентального бурения, геологическая информация о глубокопогруженных пластовых системах ограничена экономическими и техническими рисками проведения работ по бурению, выносу керна, исследованиям геолого-промысловых параметров продуктивных пластов в сложных горно-технических условиях.

<sup>1</sup> Дополнительная информация для этой статьи доступна по doi 10.31857/S0016853X22050095 для авторизованных пользователей.

В этой ситуации повышается необходимость развития научных основ поиска и разведки уникальных и крупных месторождений нефти и газа на больших глубинах [3, 19, 42, 48, 49, 55]. К вопросам первостепенной важности относятся:

- более точный учет онтогенеза глубокопогруженных месторождений при обосновании элементов нефтегазогеологического районирования;
- выявление различий геофлюидодинамических механизмов локализации УВ в пределах верхних и нижних нефтегазоносных этажей (НГП);
- детализация особенностей образования и сохранения глубокопогруженных углеводородных систем (УВС).

Поэтому целью нашего исследования является развитие научных представлений о механизмах формирования месторождений углеводородов на больших глубинах, в том числе – в условиях соляной тектоники.

В статье авторы выдвигают гипотезу, на которой построена авторская концепция. Наша концепция находится на завершающем этапе построения логической модели, она требует дополнительного подтверждения фактами, получение которых в значительной мере зависит от возобновления поисково-разведочных работ на нефть и газ в России на глубинах свыше 6 км. Поэтому советы, полемика, критические замечания со стороны научного сообщества будут способствовать усилению научной аргументации предлагаемой концепции поиска уникальных и крупных месторождений углеводородов на больших глубинах.

## УВС В ИЕРАРХИИ НЕФТЕГАЗО- ЛОКАЛИЗУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ

### УВС как современное направление нефтегазогеологического районирования

В настоящее время в России сосуществуют два методологических подхода к нефтегазогеологическому районированию. Они равно востребованы, несмотря на унаследованные от прежних разработок различия в смысловом содержании одних и тех же терминов и определений.

Терминологическую и смысловую неопределенность внесли допущенные неточности перевода на русский язык. Термин “нефтегазоносная провинция” (petroliferous province) вмещает в себя понятие “регион” – “region”, однако “region” был переведен на русский язык как “область” [7].

Элементы двух систем районирования нередко используются совместно, дополняя друг друга в соответствии с особенностью решаемых задач.

Первый принцип – бассейновый – был предложен И.О. Бродом, Н.Б. Вассоевичем, И.В. Вы-

соцким [7, 8]. В качестве фактографической базы его обоснования используются данные об особенностях геологического строения плит древних платформ, краевых прогибов герцинских складчатых систем, а также внешних прогибов покровно-складчатых областей мезо-кайнозойского возраста. В основе имеющихся материалов И.О. Брод [7] сформулировал понятие о нефтегазоносных бассейнах как об основных вместилищах месторождений углеводородов, приуроченных к замкнутым впадинам и прогибам, выполненным относительно мощными слабодеформированными и слабо катагенетически измененными осадочными толщами, содержащими скопления нефти. Предполагалась совместимость границ нефтегазоносных бассейнов с распространением слабодеформированных осадочных толщ современных отрицательных элементов земной коры. Это исключало из рассмотрения нефтегазоносные отложения осадочного чехла антеклиз древних платформ и краевых прогибов герцинских складчатых сооружений (например, Волго-Уральской антеклизы и Предуральского краевого прогиба), частично испытавших инверсию и образующих в современной структуре положительные или моноклиналильные формы. Кроме того, подобное ограничение оставляло за границами бассейна значительную часть разреза осадочного чехла плит молодых платформ, межгорных впадин областей постколлизийной орогении, а также впадин краевых и окраинных морей, представленных значительно деформированными и катагенетически сильно измененными отложениями (доплитные и складчатые геодинамические сейсмокомплексы). Частично недостатки были устранены Н.Б. Вассоевичем [8], предложившим дополнить определение О.К. Брода [7] учетом онтогенетических стадий формирования скоплений углеводородов. Таким образом, по О.К. Броду [7], с дополнением Н.Б. Вассоевича [8], “нефтегазоносный бассейн” – это разнообразные по геотектоническому положению, строению и размерам впадины в современной структуре земной коры, выполненные относительно мощными нормальными осадочными толщами, содержащими скопления нефти и газа. Распространение последних определяется особенностями геологического строения и гидрогеологической обстановки бассейнов, для которых характерно сопряжение процессов генерации, эмиграции, миграции, аккумуляции и консервации углеводородов.

Второй принцип – провинциальный; он основан на выделении территорий, в пределах которых тектонические, литологические, геохимические и гидрогеологические процессы, составляющие онтогенез углеводородов, близки по пространственно-временным параметрам проявлений [6, 20, 25].

В трактовке А.А. Бакирова с соавт. [6] под нефтегазоносной провинцией понимается единая



Рис. 1. Организационная структура УВС (в соотношении с ранее принятыми системами нефтегазгеологического районирования).

территория, объединяющая смежные нефтегазональные области со сходными чертами геологического строения и развития, в том числе – стратиграфическим положением основных регионально нефтегазональных отложений в разрезе.

Начиная с 1970-х годов, стало активно развиваться новое методологическое направление количественной оценки ресурсов углеводородов на основе концепции генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) в трактовке Н.В. Вассоевича [8], Н.В. Лопатина [22, 23].

Dow с соавт. [41], Demaison с соавт. [39], Perrodon с соавт. [50] было сформулировано понятие “углеводородная система” как совокупность взаимозависимых элементов геологической среды таких, как нефтегазоматеринские толщи, ловушки, покрышки, а также процессов образования ловушек, генерация, аккумуляция, миграция, консервация углеводородов. Под их действием в осадочном чехле формируется общность генетически родственных месторождений нефти и газа [35].

В завершённом виде суть концепции изложена в публикациях Magoon с соавт. [47] По определению Magoon [47] углеводородной системой является естественная флюиодальная углеводородная система, которая включает глубокопогруженный очаг активных нефтегазоматеринских пород (основной источник), все связанные с ним залежи нефти и газа и нефтегазопроявления, элементы и

процессы, необходимые для формирования и сохранения аккумуляций углеводородов.

В такой интерпретации определение “углеводородная система” оказалось на пересечении двух основных подходов к нефтегазгеологическому районированию и в этом качестве вместила в себя их важнейшие характеристики (рис. 1):

- связь осадочного бассейна с углеводородным потенциалом нефтегазоматеринских отложений;
- генетическая обусловленность материнских пород и автохтонных углеводородов.

За последующие 30 лет знания об углеводородных системах значительно обогатились за счет развития научных представлений о глобальной увосфере как планетарной совокупности нафтидов и ее разномасштабных нефтегазолокализирующих объектах (НГЛО) [13, 28, 30, 36] (рис. 2).

Б.А. Соколов с соавт. [35, 36] полагал, что нижняя граница увосферы условно очерчена изотермой, отвечающей критической точке воды. Мы считаем, что нижней границей увосферы служит консолидированная кора континентов, согласно современным геолого-геофизическим данным, представляющая собой переработанный тектономагматическими процессами осадочный чехол предшествующих геотектонических этапов развития региона [3]. Консолидированная кора рассматривается как остаточный слой стратисферы,

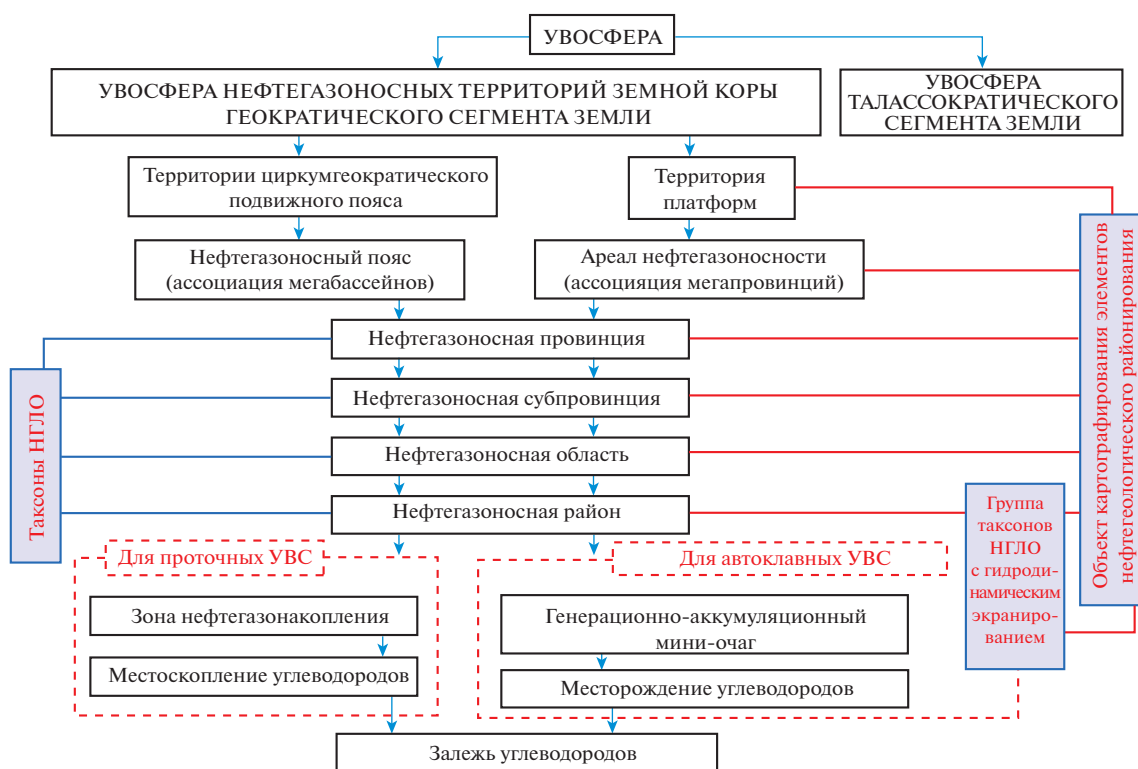


Рис. 2. Структурная организация увосферы Земли (по данным [3]).

переработавший весь запас органического вещества (ОВ), т.е. исчерпавший свой углеводородный потенциал, накопленный при преобразовании коры океанического типа в кору континентального типа [22].

### Соотношение таксонов нефтегазолокализирующих объектов и сейсмостратиграфических подразделений

Классическая углеводородная система представлена триадой [47]:

“материнская толща → покрывка → коллектор”. По нашему представлению, она является центральным элементом более общей совокупности нефтегазолокализирующих объектов (НГЛО), иерархический ряд которой образован пятью таксонами:

“увосфера ⇒ нефтегазоносный этаж ⇒ углеводородная система ⇒ нефтегазоносный комплекс ⇒ нефтегазоносный горизонт”.

Это определяет ее роль в проявлении пространственно-временных закономерностей размещения скоплений углеводородов.

Нефтегазоносный этаж – это часть вулканогенно-осадочного слоя НГП, но при сложном строении провинции – одной или нескольких ее частей (субпровинций), перекрытая эффективными региональными покрывками, нередко

соленосными. Нефтегазоносные этажи являются наиболее значимыми элементами нефтегазогеологического районирования в формировании геофлюидодинамической специализации осадочного чехла и продуктивности в отношении нефтегазоносности. Многие нефтегазоносные провинции (НГП) в строение которых входят два нефтегазоносных этажа, содержат уникальные и гигантские месторождения нефти и газа, среди них – бассейн Персидского залива, Прикаспийская, Западно-Сибирская НГП [2, 15, 16, 29].

Установлено соответствие между таксонами НГЛО и возрастными сейсмостратиграфическими подразделениями (сейсмостратонами) земной коры. Такое соотношение проявляет свойство нефтегазообразования как процесса, сопровождающего развитие осадочных бассейнов [29], оно также отражает генетическую связь естественных геологических тел различной спецификации, наиболее полно выявляемую в 3D + t геологическом пространстве земной коры [5]. Вертикальные (опосредованно и возрастные) параметры каждого НГЛО определяются видом соответствующего сейсмостратона, а его площадное распространение находится в границах таксонометрических единиц нефтегазогеологического районирования (табл. 1).

Сейсмостратоны (вертикальные сейсмостратиграфические подразделения) разных рангов

Таблица 1. Соотношение таксонов нефтегазокализирующих объектов и сейсмостратиграфических подразделений земной коры

| Нефтегазокализирующие объекты |   | Сейсмостратиграфические подразделения земной коры   |  |  |   |
|-------------------------------|---|---|--|--|---|
| ранговые уровни               | таксоны   | таксоны различной специализации   |  |  |   |
|                               |   | геодинамическая   | дислокационная   | тектоноседиментационная                            | седиментационная  |
| Трансрегиональный             | Увостфера земной коры нефтегазоносной провинции | Осадочно-вулканогенный слой (осадочный чехол) земной коры                                       | —  | —  | —   |
| Региональный                  | Нефтегазоносный этаж                            | Геодинамические сейсмогеологические комплексы осадочного чехла (плитный, доплитный, складчатый) | Дислокационные сейсмогеологические комплексы (надсолевой, солевой, подсолевой) | —  | —   |
| Субрегиональный               | Углеводородная система                          | —   | Сейсмогеологические этажи (их совокупность)                                    | Сейсмогеологические этажи (их совокупность)        | —   |
| Зональный                     | Нефтегазоносный комплекс                        | —   | —  | Квази-синхронные сейсмокомплексы (их совокупность) | Седиментационная система (секвенс-стратиграфические подразделения 1-го и 2-го порядков) |
| Локальный                     | Нефтегазоносный горизонт                        | —   | —  | —  | Седиментационная система (секвенс-стратиграфические подразделения 3-го и 4-го порядков) |

**Таблица 2.** Соотношение таксонов нефтегазолокализирующих объектов (НГЛО) и объектов и нефтегазогеологического районирования

| Таксоны НГЛО             | Таксоны нефтегазогеологического районирования  | Классификационные признаки НГЛО разных рангов                        |
|--------------------------|--|--|
| Увосфера                 | Нефтегазоносная провинция  | Современные геодинамические, тектонические и седиментационные режимы |
| Нефтегазоносный этаж     | Нефтегазоносная субпровинция   | Геофлюидодинамический режим  |
| Углеводородная система   | Нефтегазоносная область  | Механизмы формирования месторождений углеводородов                   |
| Нефтегазоносный комплекс | Зона нефтегазонакопления (для проточных углеводородных систем); генерационно-аккумуляционный мини-очаг (для автоклавных углеводородных систем) | Структурные, литофациальные и геохимические параметры                |
| Нефтегазоносный горизонт | Месторождение углеводородов (для проточных углеводородных систем); местоскопление углеводородов (для автоклавных углеводородных систем)        | Типы резервуаров   |

подчиняются последовательности напластования (чем выше пласт, тем он моложе) и принципу суммирования времени (возраст каждого сеймостратона равен возрасту совокупности составляющих стратонов более низкого ранга). Выделены сеймостратоны тектоно-динамической и тектоно-седиментационной специализаций; каждому из них присущ собственный латеральный ряд [10, 29].

Углеводородная система занимает центральное положение в таксонометрическом ряду НГЛО земной коры, что определяет ее роль в проявлении пространственно-временных закономерностей размещения скоплений углеводородов (табл. 2).

### Формирование углеводородных систем

Формирование углеводородных систем является сложным естественным в геологической истории Земли процессом, находящимся в поле влияния многочисленных и разномасштабных геологических факторов. Это лишает простоты вопрос о типах углеводородных систем, механизмах нефтегазонакопления и условиях фазообособления миграционно-способных углеводородов из однофазного флюида.

В мире достоверно установлены сотни углеводородных систем [12, 13, 30, 50, 55]. Выявлена многофакторная природа их образования, предложены некоторые подходы к классификации, в том числе — по различиям в литолого-тектоническом строении резервуаров, типе керогена нефтегазоматеринских пород, количестве питающих материнских толщ, соотношению в углеводородных системах традиционных и нетрадиционных

скоплений нефти и газа, способам экранирования залежей и т.д. [49, 53].

Наиболее полно концепция генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) изложена в работах Н.В. Лопатина с соавт. [23, 24]. Ценным представляется предложение по учету в онтогенетической цепи таких стадий, как эволюция и ремиграция [34]. Между тем, данная концепция обоснована в большей мере для условий верхних нефтегазоносных этажей, которым характерно развитие дренируемых (гидродинамически открытых) углеводородных систем.

Онтогенез ГАУС дополнен нами механизмами развития в нижних нефтегазоносных этажах бездренажных — гидродинамически (квази)закрытых — углеводородных систем, названных нами автоклавными (табл. 3). Мы считаем, что автоклавные углеводородные системы представляют собой разномасштабные, тектонически и литологически экранированные флюидонасыщенные области геосферы, для которых характерно пространственно-временное сопряжение процессов генерации, первичной миграции и аккумуляции углеводородов в обстановке гидродинамической стагнации, возрастной идентичности флюидов и флюидовмещающих пород. Отметим два важных обстоятельства.

Первое обстоятельство касается импеданса углеводородной системы как критерия уровня сохранности залежей нефти и газа от рассеивания, диссипации углеводородов во внешнюю среду [23]. В этом качестве импеданс выступает как критически важный геологический фактор, ответственный за уменьшение энтропии системы. Считает-

Таблица 3. Типы нефтегазогеологических этажей и ведущие механизмы формирования углеводородных систем (УВС) в земной коре (по данным [21, 22, 33, 34])

| Нефтегазоносные этажи |   | Углеводородные системы    |   |  |                             |                   |
|-----------------------|---|---------------------------|---|--|-----------------------------|-------------------|
| типы этажей           | геофлюидодинамическая спецификация  | тип углеводородных систем | формула онтогенеза *<br>основные глубины проявления   | объем эмиграционного потока (генерированных углеводородов) | миграционно-дренажный стиль | уровень импеданса |
| Верхний               | <i>Пост-инфильтрационный режим</i><br>Параметры:<br>– зональное распространение;<br>– затрудненный водообмен;<br>– преимущественно лагеральная миграция.<br>Характер распространения:<br>– пластовой;<br>– пластовое давление (в основном равно гидростатическому)              | Открытый                  | <b>ГЭМАЭР:</b><br>Генерация ⇒<br>Эмиграция ⇒<br>Миграция вторичная (преимущественно лагеральная) ⇒<br>Аккумуляция ⇒<br>Эволюция ⇒<br>Разрушение *<br><br>Глубины до 1–2 км и ниже | Дефицитный   | Горизонтально дренируемый   | Низкий            |
|                       | <i>Элизийный режим</i><br>Параметры:<br>– региональное распространение;<br>– значительно затрудненный водообмен;<br>– преимущественно вертикальная миграция.<br>Характер распространения:<br>– очаговый;<br>– пластовое давление различно и зависит от литостатических нагрузок | (Квази) открытый          | <b>ГЭМАК:</b><br>Генерация ⇒<br>Эмиграция ⇒<br>Миграция вторичная (преимущественно вертикальная) ⇒<br>аккумуляция ⇒<br>Эволюция ⇒<br>Ремиграция *<br><br>Глубины от 2–5 км и ниже | Профицитный (равновесный)                                  | Вертикально дренируемый     | Высокий (средний) |

*Регионально выдержанный флюидоупор*

Таблица 3. Окончание

| Нефтегазоносные этажи  |   | Углеводородные системы    |   |  |   |                   |
|--|---|---------------------------|---|--|---|-------------------|
| типы этажей  | геофлюидодинамическая спецификация  | тип углеводородных систем | формула онтогенеза *<br>основные глубины проявления   | объем эмиграционного потока (генерированных углеводородов) | миграционно-дренажный стиль   | уровень импеданса |
| <i>Трансрегиональный (выдержанный в пределах провинции (субпровинций)) флюидоупор и устойчивый к термобарическим нагрузкам (преимущественно соленосный) комплекс</i> |   |                           |   |  |   |                   |
| Нижний   | <i>Стагнационный режим</i><br>Параметры:<br>– региональное распространение;<br>– отсутствие водообмена с внешней средой;<br>– массоперенос внутри резервуара;<br>– возможна вертикальная миграция в периоды восходящих тектонических движений;<br>– пластовое давление с внутренней границы резервуара равно поровому с внешней границы | Очаговый (автоклавный)    | <b>ГЭАЭК:</b><br>Генерация ⇒<br>Эмиграция ⇒<br>Аккумуляция ⇒<br>Эволюция ⇒<br>Консервация ⇒<br>*<br>Глубины от 5–15 км и ниже | Профицитный  | Бездренажный/Вертикально дренируемый в периоды восходящих тектонических движений) | Высокий           |
|  | <i>Стагнационный режим</i><br>Параметры:<br>– зональное распространение;<br>– отсутствие водообмена с внешней средой;<br>– массоперенос внутри резервуара по трещинному пространству;<br>– преимущественно вертикальная миграция в периоды восходящих тектонических движений;<br>– высокие поровые давления                             | Блочный (автоклавный)     | <b>ЭАЭК:</b><br>Эмиграция ⇒<br>Аккумуляция ⇒<br>Эволюция ⇒<br>Консервация ⇒<br>*<br>Глубины от 5–15 км и ниже                 | Профицитный  | (?)   |                   |



**Таблица 4.** Характеристики элементов региональной углеводородной системы Прикаспийской нефтегазоносной провинции

| Параметры                                  | Углеводородные системы                              |  |
|--|---|--|
|  | надсолевая  | подсолевая   |
| Глубины                                    | от 1–2 до 3– 5 км                                   | от 5–8 до 15–20 км   |
| Позиция в пределах земной коры             | Осадочный чехол (верхняя часть)                     | Осадочный чехол (нижняя часть)   |
| Геофизические (сейсмические границы)       | Региональные отражающие горизонты                   | Нижняя граница чехла – преломляющий горизонт $K_0$   |
| Основной тип геофлюидодинамического режима | Квази-открытый в течение всей геологической истории | (Квази)закрытый и стагнационный в геологический период от верхне-пермского до настоящего времени |
| Характерный тип углеводородных систем      | Проточный   | Автоклавный  |

ся, что латерально дренируемым углеводородным системам характерен низкий импеданс, а вертикально-дренируемым – высокий [23]. На наш взгляд, очаговым автоклавным углеводородным системам также характерен высокий импеданс за счет совокупности геолого-геофизических факторов, обеспечивающих надежность сохранности генерированных углеводородов в резервуарах, имеющих всестороннюю изоляцию от внешней геологической среды.

Второе важное обстоятельство – степень достоверности выделения углеводородных систем. Генерационно-аккумуляционные УВС, образованные под контролем классических инфильтрационных и элизионных режимов. В преобладающем большинстве они относятся к достоверно установленным, реже – к прогнозным [23, 47].

Magoon с соавт. [47] рассматривает статус автоклавной углеводородной системы (УВС) как вероятный, поскольку такой статус базируется, в основном, на логической модели автоклавной УВС, построенной на предположении о ее геологических и физических параметрах. Доказательство реальности предполагаемых свойств автоклавной УВС возможно при проведении дальнейших научных исследований и комплексных геолого-разведочных работ.

### АВТОКЛАВНЫЕ УВС ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

#### Типы УВС осадочного чехла

Различия в процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления в верхних и нижних этажах нефтегазоносных провинций выявлены давно [9, 15, 32, 36]. Они проявлены в термобарических параметрах геологической среды, геохимии флюидов, петрофизических и емкостно-фильтрационных свойствах пород резервуаров и покрышек, масштабах первичной и вторичной миграции уг-

леводородов, а также в других факторах, влияющих на процессы генерации и аккумуляции нефти и газа в пределах подчиненных НГЛО (табл. 4).

УВС дренируемого (квазиоткрытого) типа с пространственно развитой дренажной сетью на катагенных глубинах находятся под режимом затрудненного водообмена, это обеспечивает вековое перемещение вместе с водой углеводородных флюидов по направлениям снижения гидродинамического потенциала. Максимальные значения гидродинамического потенциала приурочены к очагам нефтегазообразования, где повышение пластовых давлений прямо связано с интенсивной флюидогенерацией ( $CH_4$ ,  $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$ ). К пьезоминимумам тяготеют зоны нефтегазонакопления, расположение которых определяется генетическими особенностями соответствующей водонапорной системы (элизионной/инфильтрационной) [2, 9, 18]. Для условий подсолевого комплекса бортовых частей Прикаспийской впадины зоны нефтегазонакопления связаны с элизионным водообменом, оттеснением генерированных углеводородов от центральных наиболее погруженных частей разреза к бортам впадины [14, 17, 18, 28].

#### Особенности автоклавной УВС подсолевых отложений

**Общие сведения.** В порядке отступления заметим, что в научной литературе не раз поднимался вопрос об автономных углеводородных системах. К автономным углеводородным системам предлагается относить такие геологические системы, в которых [13, 25, 30, 33, 37]:

– структурные, литологические, геофлюидодинамические и геохимические преобразования совокупно направлены на сохранение ее целостности;

– процессы вещественной (и возрастной) трансформации зависят от внутренних свойств системы больше, чем от внешнего воздействия;

– массообмен с внешним окружением практически отсутствует и/или значительно затруднен.

В.А. Скоробогатов с соавт. [34] полагает, что сингенетичное газо- и нефтенакопление возникает в автономных генерационно-аккумуляционных толщах без масштабных субвертикальных потоков газа.

Для жестких термобарических условий, на наш взгляд, более применимо определение “котел–реактор”, введенное в геологический терминологический аппарат А.А. Трофимуком [38]. По физическому смыслу данное определение является близким аналогом предлагаемому нами термину “автоклавная система”. Значение термина автоклавная система сводится к обозначению совокупности физико-химических процессов, происходящих внутри системы без отвода продуктов реакций, обеспечивающих длительное сохранение гомогенного состояния флюидов, однако, допускающих фазообособление углеводородов при резких скачках пластового давления. По своей физической сущности автоклавная УВС является термодинамически открытой и гидродинамически (квази)закрытой.

Автоклавные углеводородные системы характерны для подсолевых комплексов солеродных бассейнов, в которых первичная седиментационная мощность соленосной толщи (>2 км) достаточна для проявления процессов галокинеза (Прикаспийский, Голф-Кост и др.). В осевых частях глубокопогруженных комплексов осадочно-гелла нефтегазоносных провинций молодых и древних платформ, а также межгорных впадин областей постколлизийного орогенеза (Таримская НГП, Ферганская НГП и др.) распространены только их аналоги, которыми являются нефтегазоматеринские свиты, залегающие в низах разреза классических углеводородных систем в виде маломощных сланцевых обогащенных органическим веществом толщ (баженовская свита).

Прогнозируя свойства автоклавных УВС, отметим, что у них возникают общие свойства с классическими углеводородными системами такие, как:

– статус иерархической единицы в общей системе НГЛО;

– эволюционный характер развития геологической среды;

– генетическое родство с единой нефтегазоматеринской толщей и, как следствие, – с единым семейством углеводородов;

– этапность флюидогенерации, сопровождающей катагенную трансформацию органического вещества;

– зависимость фазового состояния углеводородов от термобарических условий.

Отличительными факторами формирования автоклавных углеводородных систем являются следующие:

– отсутствие разобщенности нефтегазоматеринской толщи, коллектора и покрышки, что определяет пространственную сопряженность очагов нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления;

– резкое снижение влияния вторичной миграции углеводородов как фактора формирования зон нефтегазонакопления;

– проявление режима гидродинамической стагнации с увеличением глубины;

– повышение роли литостатической нагрузки как фактора внешнего барического воздействия;

– прерывистость (многоактность) хода катагенетических превращений органического вещества при снижении со временем (млн лет) и увеличением глубины (км) скорости катагенетических превращений органического вещества.

В условиях гидродинамической закрытости не структурный, а барометрический фактор становится главенствующим в определении пространственного положения месторождений углеводородов [31, 32].

На основании проведенных нами исследований применительно к Прикаспийской НГП усиление влияния барического режима на локализацию углеводородов в пределах автоклавных углеводородных систем связано с совокупным воздействием ряда факторов, к которым мы отнесли:

– облекание нефтегазоматеринскими толщами нефтегазосборных резервуаров (внутриформационных карбонатных построек и подводных конусов выноса) [29];

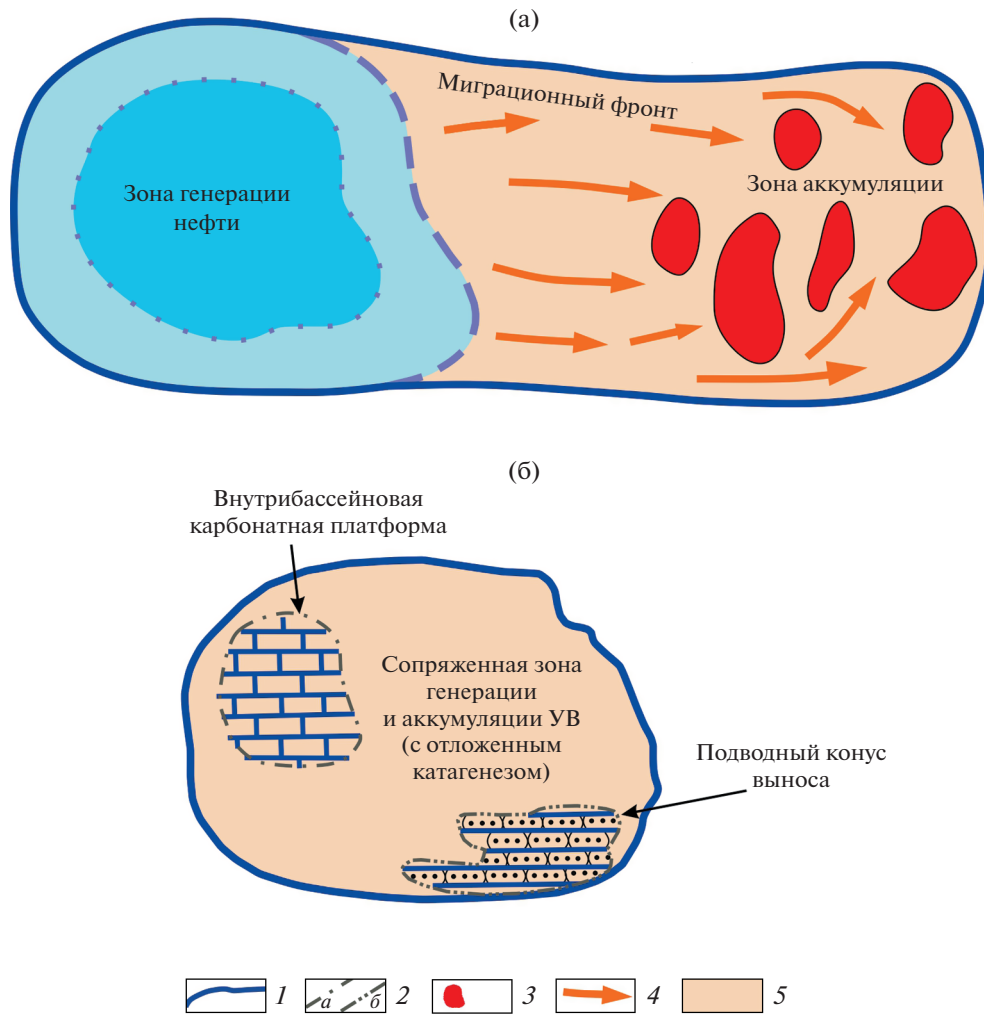
– резкие сбросы пластового и порового давлений на этапах эрозий и падений уровня морских водоемов [4];

– возникновение неоднородности барического поля под влиянием соляной тектоники [5];

– снижение градиентов пластовых температур с увеличением глубины [10].

Автоклавная углеводородная система может быть представлена двумя типами: блочным и очаговым. В настоящей работе детализируются особенности автоклавной очаговой углеводородной системы [2, 3, 10].

**Пространственная сопряженность очагов нефтегазообразования и зон нефтегазонакопления.** Прикаспийская НГП показала, что одной из ключевых особенностей механизма нефтегазонакопления в глубокопогруженных автоклавных очаговых углеводородных систем является пространственная сопряженность процессов нефтегазообразования



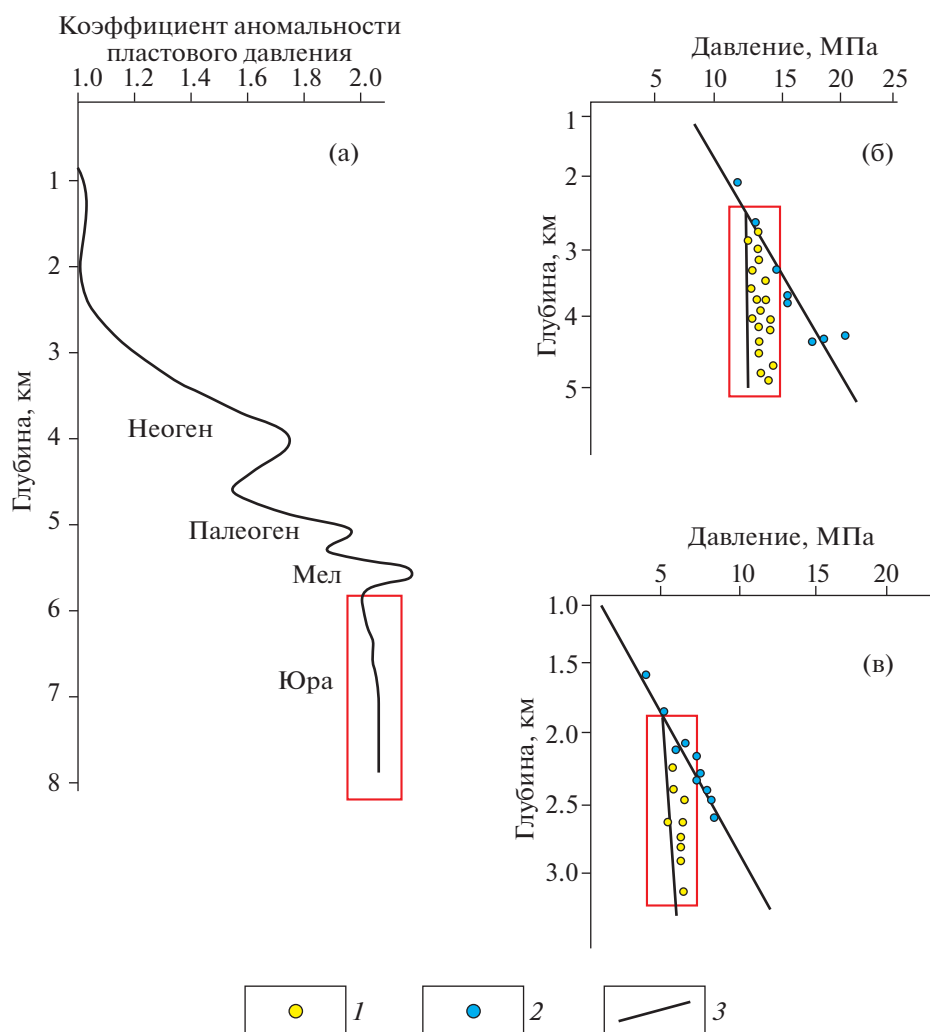
**Рис. 3.** Сравнение механизмов нефтегазонакопления в классической УВС и очаговой автоклавной УВС.  
 (а) – мини-бассейн классической УВС (формирование местоскоплений углеводородов с участием вторичной миграции), (по данным [22]);  
 (б) – генерационно-аккумуляционный мини-очаг автоклавной УВС (с механизмом формирования месторождений углеводородов *in situ* в бездренажной среде).  
 1–3 – границы гидродинамически замкнутых зон: 1 – регионально выдержанные, 2 – локальные для: а – внутрикарбонатных платформ, б – подводных конусов выноса, 3 – нефтегазонакопления в дренируемых УВС; 4 – направления вторичной миграции углеводородов в дренируемых УВС; 5 – бездренажная гидродинамическая среда в автоклавных очаговых УВС

и нефтегазонакопления. В этом случае в пределах зоны нефтегазонакопления формируются локальные генерационно-аккумуляционные мини-очаги, как следствие, повышается роль эмиграции углеводородов и практически нивелируется вторичная миграция (рис. 3).

Формирование скоплений углеводородов *in situ* происходит как в терригенных, так и в карбонатных породах Прикаспийской НГП [26]. На основании более 1000 анализов по методу Rock-Eval (для более 40 площадей), пород различного возраста и литологии) выявлена тесная корреляционная связь между объемами фазообособленных ( $S_1$ ), генерированных ( $S_2$ ) углеводородов и

общим содержанием органического вещества в породе (ТОС) (табл. 5).

**Проявление гидродинамической стагнации геологической среды.** Снижение скорости миграции флюидов является основной особенностью автоклавных очаговых углеводородных систем. Резкое сокращение скоростей движения вод и углеводородов в нижних этажах нефтегазоносных провинций обеспечили широкое развитие обстановок застойного и стагнационного водообмена [2, 45, 51, 54]. Последующие наблюдения уточнили, что квазизастойный режим проявляется на глубинах свыше 4 км, где скорости движения вод сопоставимы со скоростями тектонических движений водоносных комплексов [9, 50, 53].



**Рис. 4.** Проявление стагнационного водонапорного режима с увеличением глубины, выраженное снижением градиента аномальности пластовых давлений. (а) – Джунгарский бассейн, (по [46]); (б) – бассейн Альберта, (по [49]).

J. Toth [54] предложил модель возникновения локальных центров гидродинамической стагнации при отсутствии влияния областей внешнего и внутриформационного питания и разгрузки. В последнее время на ее основе выполнен успеш-

**Таблица 5.** Коэффициенты корреляции между геохимическими показателями генерации углеводородов по Прикаспийской НГП (по [26]).

|                | ТОС (%) | S <sub>1</sub> – (mg/g) | S <sub>2</sub> – (mg/g) |
|----------------|---------|-------------------------|-------------------------|
| ТОС            | 1       | 0.82                    | 0.92                    |
| S <sub>1</sub> | –       | 1                       | 0.82                    |
| S <sub>2</sub> | –       | –                       | 1                       |

Примечание. S<sub>1</sub> – свободные углеводороды, способные сформировать залежь (мг/г); S<sub>2</sub> – генерированные углеводороды, отражающие нефтематеринский потенциал (мг/г); ТОС (%) – органический углерод (источник углеводородов).

ный прогноз пространственного положения зон аккумуляции углеводородов [45, 51].

Прямые методы диагностики стагнационных водонапорных систем пока не разработаны. Опосредованно стагнацию гидродинамических потоков в резервуарах возможно фиксировать по равенству или снижению коэффициентов аномальности давлений с глубиной опробования при сохранении роста пластовых давлений. Зачастую сверхгидростатические давления сохраняются (и слабо наращиваются) на больших глубинах, но градиент пластовых давлений с глубиной снижается или стабилизируется (рис. 4).

Подобные проявления барического режима известны по Прикаспийскому, Западно-Сибирскому, Волго-Уральскому, Тимано-Печорскому и многим другим геологическим регионам. Стабилизация с глубиной градиентов пластовых дав-

лений представляет собой зону барогенерационного молчания [14].

В Прикаспийской НГП гидродинамическая стагнация также выражена в том, что поровые давления в нефтегазоматеринских породах, облегающих карбонатные массивы и палеодельтовые образования на больших глубинах, сравниваются с пластовыми давлениями в резервуарах. В таких условиях гидродинамические условия перестают быть динамическими в привычном понимании этого термина. Дренажность геологической среды становится ничтожно малой, а выравненность гидродинамического потенциала по объему превращается в одно из главных свойств автоклавных УВС.

Стагнационный режим во времени и пространстве может проявляться как полностью, так и фрагментарно. Распределение гидродинамических потенциалов в конкретной ситуации подтверждает, что такой режим формируется на больших глубинах (см. рис. 4). При этом только одна из фаз может быть подчинена стагнационному режиму (см. рис. 4, б).

Теория гидродинамических потенциалов позволяет описать гидродинамическое экранирование углеводородов условием равенства потенциалов по замкнутому контуру (гидродинамическому замку) [31–33, 43, 54].

Зависимости гидродинамического потенциала от плотности флюида, пластового давления, введенные М. Хаббертом [43] соответственно для воды и нефти (газа) таковы:

$$\Phi_{\text{в}} = zg + \frac{P_{\text{пл}}}{\rho_{\text{в}}}, \quad (1)$$

$$\Phi_{\text{н(г)}} = \frac{\rho_{\text{н(г)}}}{\rho_{\text{в}}} \Phi_{\text{в}} - \left[ \frac{(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н(г)}})}{\rho_{\text{н}}} \right] h_{\text{в}} - z, \quad (2)$$

где  $\Phi_{\text{в}}$  – потенциальная энергия воды,  $\Phi_{\text{н(г)}}$  – потенциальная энергия нефти (газа),  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды,  $\rho_{\text{н(г)}}$  – плотность нефти (газа),  $H$  – высота, на которую поднят флюид,  $G$  – ускорение свободного падения.

Общий потенциал силового поля ( $\Phi_i$ ) в любой точке углеводородной системы может быть выражен через потенциальную и кинетическую виды энергии.

$$\Phi_i = U + T + \frac{P_i}{\rho_i}, \quad (3)$$

где  $U$  – потенциальная энергия флюида,  $T$  – кинетическая энергия флюида,  $P_i$  – пластовое давление в произвольной точке,  $\rho_i$  – плотность флюида в произвольной точке.

Полный гидродинамический потенциал флюидонасыщенного комплекса определяется его максимальным значением, который, во-первых, соответствует самой глубокой точке системы, во-вторых, равен литостатическому давлению в самой глубокой точке пласта, приведенному к плотности флюида  $\frac{P_{\text{лит}}}{\rho_{\text{ф}}}$ . Таким образом, литостатическое давление выступает как критическое значение пластовой энергии [32].

Потенциальная энергия флюида ( $U$ ) в произвольной точке пласта определится разностью литостатических и гидростатических давлений, отнесенным к плотности флюида.

$$U = \frac{P_{\text{лит}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} - \frac{P_{\text{гидр}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i},$$

где  $P_{\text{лит}}^i$  – литостатическое давление в произвольной точке системы,  $P_{\text{гидр}}^i$  – гидростатическое давление в произвольной точке системы,  $\rho_{\text{ф}}^i$  – плотность флюида в произвольной точке системы.

Кинетическая энергия ( $T$ ) флюида в произвольно взятой точке определится разностью литостатических давлений в самой глубокой точке системы и произвольно взятой, отнесенными к плотности флюида:

$$T = \frac{P_0}{\rho_{\text{ф}}^i} - \frac{P_{\text{лит}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i},$$

где  $P_0$  – литостатическое давление в самой глубокой точке пласта.

С учетом введенных зависимостей уравнение (1) может быть переписано следующим образом:

$$\Phi_i = \frac{P_0}{\rho_{\text{ф}}^i} = U + T + \frac{P_i}{\rho_i} = \left( \frac{P_{\text{лит}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} - \frac{P_{\text{гидр}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} \right) + \left( \frac{P_0}{\rho_{\text{ф}}^i} - \frac{P_{\text{лит}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} \right),$$

Отсюда условия вычисления пластового давления в открытой системе выглядят следующим образом:

$$\frac{P_i}{\rho_i} = \frac{P_0}{\rho_{\text{ф}}^i} - \left( \frac{P_{\text{лит}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} - \frac{P_{\text{гидр}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} \right) - \left( \frac{P_0}{\rho_{\text{ф}}^i} - \frac{P_{\text{лит}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} \right). \quad (4)$$

Для гидродинамически закрытой системы зависимость (4) модифицируется в (5), поскольку физически при отсутствии притока и оттока флюидов в системе гидродинамический потенциал во всей системе одинаков.

$$\begin{aligned} \Phi_i &= \frac{P_0}{\rho_{\text{ф}}^i} = U + T + \frac{P_{\text{пл}}}{\rho_{\text{ф}}} = \\ &= \left( \frac{P_{\text{лит}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} - \frac{P_{\text{гидр}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} \right) + \left( \frac{P_0}{\rho_{\text{ф}}^i} - \frac{P_{\text{лит}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} \right) = \text{constant}. \end{aligned} \quad (5)$$

После преобразования формула приобретает вид:

$$\frac{P_{\text{пл}}}{\rho_{\text{ф}}} = \frac{P_{\text{гидр}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} + \left( \frac{P_{\text{лит.к}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} - \frac{P_{\text{лит}}^i}{\rho_{\text{ф}}^i} \right). \quad (6)$$

Учитывая, что в расчет потенциала входит  $z$ , возможно частное решение следующего порядка:

при  $z = \text{constant}$ ,  $\frac{P_{\text{пл}}}{\rho_{\text{ф}}} = \text{constant}$ . Из приведенного

условия вытекают несколько важных в практическом отношении следствий. Снижение (повышение) пластового давления в замкнутой структуре должно сопровождаться синхронным снижением (повышением) значений плотности вод (для одинаковых глубин), что отражает единство и взаимовлияние гидродинамических и гидрохимических параметров геологической среды. При допущении, что плотность флюида принимается равной плотности воды (из-за несопоставимости объемов воды и углеводородов на региональных масштабах) и незначительности изменений концентрации растворенных солей и газа во всем объеме системы, уравнение (5), выраженное в гидродинамических потенциалах, может быть заменено упрощенным аналогом [31]:  $P_{\text{пл}} = P_{\text{гидр}} + (P_{\text{к}} - P_i)$ , где  $P_{\text{пл}}$  – прогнозное значение пластового давления в любой точке внутри гидродинамической ловушки (замк'а),  $(P_{\text{к}} - P_i)$  – разность литостатического давления на контуре гидродинамического замка и конкретной  $i$ -той точки;  $P_{\text{гидр}}$  – гидростатическое давление.

Подобный подход исключает необходимость использовать обобщенный критерий такой, как плотность флюида, имеющий высокую степень неопределенности при региональных построениях в малоизученных в отношении потенциально нефтегазоносных регионах [28].

Важно отметить физическую суть гидродинамического потенциала. Она состоит в той работе, которую необходимо выполнить для подъема флюида (вода и/или газ, и/или нефть, и/или их смесь) на заданную высоту. По замкнутым линиям потенциалов в соответствии с ньютоновской механикой, работа не совершается, поэтому пространство внутри замкнутых линий гидродинамических потенциалов представляет собой в физическом отношении кинематическую ловушку, а в геологическом – гидродинамическую ловушку, для которой характерен режим весьма затрудненного водообмена или гидродинамической стагнации. Гидродинамическая ловушка может совпадать с гипсометрическими ограничениями антиклинальных структур, что типично для верхнего нефтегазоносного этажа с открытой гидросистемой. В данном случае гидродинамический поток, обтекая положительные морфоструктуры, формирует пьезоминимумы, которые выступают

не как причина локализации углеводородов, а только как диагностический признак процесса.

В гидродинамической (квази)замкнутой системе, где притоки и оттоки либо минимальны, либо вообще отсутствуют, появление замкнутых потенциальных гидродинамических структур напрямую не связано со структурным фактором. Гидродинамические ловушки могут быть образованы в синклинальных условиях, зонах улучшенных фильтрационно-емкостных свойств, геодинамического растяжения, на флексурных изгибах, склонах моноклиналей и т.д. [2, 33]. Однако, мы рассматриваем только потенциальную возможность разномасштабной локализации углеводородов. Месторождения углеводородов будут формироваться только после достижения на замкнутом контуре гидродинамической ловушки термобарических условий фазового перехода углеводородов из растворенного в свободное состояние (второй критический момент в эволюции углеводородных систем).

Физический смысл формулы (1) применительно к бездренажным автоклавным УВС состоит в том, что условие  $\Phi = \text{constant}$  не означает равенства пластовых давлений в резервуаре. Напротив, геофлюидодинамическая неоднородность, выраженная в пределах (квази)замкнутых гидродинамических систем колебаниями пластовых давлений в вертикальном и горизонтальном направлениях, скорее говорит о плотностной неоднородности флюидов и является важнейшей частью механизма аккумуляции углеводородов в таких системах.

В этой связи управляющим параметром внутреннего перемещения флюидов и их сегрегации в автоклавных УВС становятся флюидогенерация, сопровождающая катагенетические трансформации органического вещества, дегидратацию глинистых пород и органического вещества, а также геодинамические напряжения и литостатические нагрузки. Последние два фактора не только усиливают геохимические и гидродинамические следствия погружения осадков, но дополнительно инициируют поражения исходной структуры флюидовмещающих пород, вплоть до трещиноватости, потери сплошности и т.д. [1, 37]. Однако надо заметить, что некоторые исследователи не признают значимую роль литостатического давления в формировании барического поля в осадочном чехле [12]. Учет этих обстоятельств крайне важен, но на настоящем этапе изучения механизма миграции углеводородов в автоклавных углеводородных системах количественной оценке подлежит только литостатическая нагрузка. Величину литостатического давления можно принимать за критические значения для пластовых (поровых) давлений, но в реальной геологической среде они чаще всего будут ниже. Методически их определение трудностей не вызывает.

**Литостатические давления как управляющий фактор массопереноса в резервуарах автоклавных УВС.** Количественная оценка неоднородности литостатической нагрузки, связанной с галокинезом, может осуществляться на основе методики одновременного учета условий формирования accommodation пространства в период накопления соленосной и надсолевых толщ за счет тектонического погружения фундамента и перемещения кровли соли в процессе галокинеза [29]. При этом важно учитывать помимо геолого-тектонических и геофлюидодинамических механизмов формирования поля барических давлений влияние геомеханических процессов, обусловленных современной геодинамикой геологической среды. Это подтверждают результаты вычислительного эксперимента геомеханического моделирования напряженного состояния осадочной толщи, основанного на реальных данных сейсмостратиграфии и механики флюидонасыщенных деформируемых сред [5, 27, 40, 44].

**Влияние геомеханических параметров геологической среды на формирование барического поля очаговых автоклавных систем.** Многолетний опыт бурения в подсолевых отложениях показывает, что размещение залежей нефти и газа хорошо коррелирует с распределением аномальных давлений в подсолевом осадочном комплексе Прикаспийской впадины.

Прямые измерения позволяют определить распределение давлений в осадочной толще. Поскольку бурение не всегда возможно, получить объективные сведения об аномальных давлениях и локальных объектах можно с помощью вычислительного эксперимента, основанного на реальных данных сейсмостратиграфии и механики флюидонасыщенных деформируемых сред [27].

Теоретическая основа метода вычислительно-го эксперимента сводится к следующему. Считается, что в общем случае осадочные породы ведут себя как упругопластические среды с предельным условием Кулона–Мора. Среда должна находиться в равновесии и удовлетворять уравнениям

$$\Delta\sigma_{ij,j} = X_i, \quad (7)$$

где  $X_i$  – массовые силы.

Для упругих деформаций справедливы уравнения Гука

$$\sigma_{ij} + b p \delta_{ij} = 2G \varepsilon_{ij} + (K - 2G/3) \varepsilon_{kk}, \quad (8)$$

где  $G$  – модуль сдвига,

$K$  – объемный модуль флюидонасыщенной среды в условиях дренажа,

$p$  – поровое давление.

Здесь

$$b = 1 - \frac{K}{K_s}, \quad (9)$$

где  $b$  – коэффициент Био, зависящий от отношения и объемных модулей среды и матрицы.

Неупругое деформирование матрицы наступает при выполнении предельного условия,

$$f^s = 0, \quad f^s = (\sigma_1 + bp) - (\sigma_3 + bp)N_\phi + 2c\sqrt{N_\phi} \quad (10)$$

или для растягивающих напряжений

$$f_i = 0, \quad f_i = (\sigma_3 + bp) - \sigma'_i, \quad (11)$$

где  $\phi$  – угол трения,  $c$  – сцепление,  $\sigma'_i$  – прочность на растяжение и коэффициент  $N_\phi$  имеет вид

$$N_\phi = \frac{1 + \sin\phi}{1 - \sin\phi}. \quad (12)$$

За пределом текучести приращение пластических деформаций  $d\varepsilon_{ij}^p$  связано с напряжениями законом течения [1]:

$$d\varepsilon_{ij}^p = \lambda \frac{\partial g}{\partial(\sigma_{ij} + \alpha\delta_{ij}p)}. \quad (13)$$

Здесь  $\lambda$  – неопределенный коэффициент, зависящий от пути нагружения и напряженно-деформированного состояния,  $g$  – пластический потенциал.

Неоднородности порового давления  $p$  создают фильтрационные потоки в слое. Их можно описать с помощью закона Дарси,

$$q_i = -k(p - \rho_f x_j g_j)_{,i}, \quad (14)$$

где  $\rho_f$  – плотность флюида,  $q_i/\rho_f$  – скорость переноса массы через единичную площадь в единицу времени в направлении  $i$ ,  $k$  – коэффициент проницаемости,  $g_i$  – компоненты вектора гравитации.

Изменение содержания флюида в единице объема пористой среды  $\zeta$  связано со средним напряжением  $\sigma = (\sigma_{11} + \sigma_{22} + \sigma_{33})/3$  и объемной деформацией  $\varepsilon = (\varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33})$  зависимостью

$$p = M(\zeta - b\varepsilon), \quad (15)$$

где  $M$  – модуль Био. С учетом соотношений (13) и (14) уравнение баланса масс примет вид:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \kappa M \nabla^2 p = -\alpha M \frac{\partial \varepsilon}{\partial t}. \quad (16)$$

Модуль Био связан с объемным модулем флюида  $K_f$  выражением

$$M = \frac{K_f}{\phi + (b - \phi)(1 - b)K_f/K}, \quad (17)$$

где  $\phi$  – пористость.

В случае несжимаемой матрицы ( $b = 1$ ),

$$M = K_f/\phi. \quad (18)$$

Будем исходить из того, что поровое давление флюида находится в пределах между гидростати-

ческим давлением на заданной глубине и значениями порового давления для среды без дренажа, когда

$$p = -Mb\varepsilon. \quad (19)$$

Значение давления, определяемое по формуле (19), соответствует максимальному возможному давлению в осадочной толще на заданной глубине.

Расчеты поровых давлений были выполнены для профиля, пересекающего Астраханский свод, произведен расчет распределения давлений в подсолевой толще, сформировавшейся к опорным периодам геологической истории (Suppl. I).

Нами с использованием технологии программного комплекса Flag [44] и входных параметров геомеханической модели геологической среды выполнены расчеты поровых давлений для виртуальной скважины, расположенной на сейсмостратиграфическом разрезе, пересекающим Астраханский генерационно-аккумуляционный мини-очаг автоклавной девонско-раннепермской углеводородной системы Прикаспийской нефтегазональной провинции (рис. 5). Результаты расчета показали, что кривые давления, рассчитанные для различных значений объемного модуля ( $K = 2e^{10}$  и  $K = 1.2e^{10}$ ), совпадают, поскольку для всех геологических эпох используется выровненная соль, и изменение сжимаемости вышележащего слоя не отражается на нижележащем слое. Эффект проявляется только на границах генерационно-аккумуляционных мини-очагов, а также внутри последних при условиях проявления соляной тектоники.

В настоящее время общим выводом можно считать, что на основании исследований, иллюстрируемых рисунком 5, показано насколько значим учет напряженного состояния геологической среды при реконструкции поля поровых давлений подсолевой части разреза осадочного чехла. Как следствие, моделирование барического поля подсолевых отложений Прикаспийской НГП вне учета влияния литостатической неоднородности, связанной с соляной тектоникой, влечет за собой серьезные физические и геологические погрешности.

**Фазообособление углеводородов в периоды резкого снятия литостатической нагрузки.** Снижение темпа катагенетических превращений является неизбежным следствием падения темпа нараста-

ния пластовой температуры и пластового давления с глубиной. Отражена сохранность углеводородов в различных термобарических обстановках и является следствием того, что давление способно передвинуть критическую температуру кипения жидкости (рис. 6). Приведены данные по опробованию продуктивных скважин Мексиканского залива, Таримского и Сычуаньского бассейнов Китая, Астраханского свода Прикаспийской НГП на глубинах свыше 5–6 км [16].

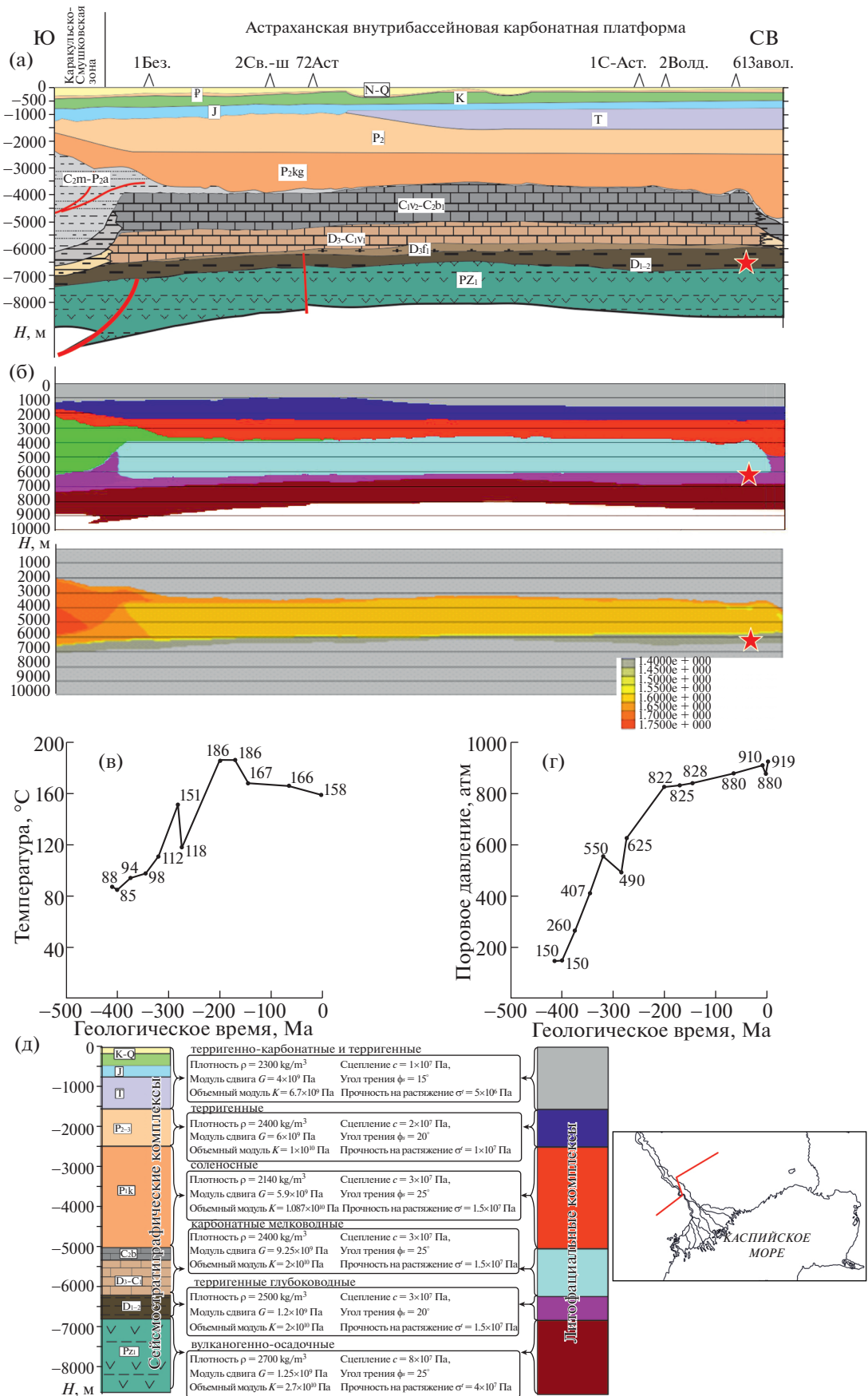
Нефте- и газопроявления сконцентрированы в зонах, где катагенетические процессы далеки от завершения (см. рис. 6). Такая позиция показывает достаточно большие перспективы освоения углеводородного потенциала на глубинах, ниже технически доступных для бурения в настоящее время.

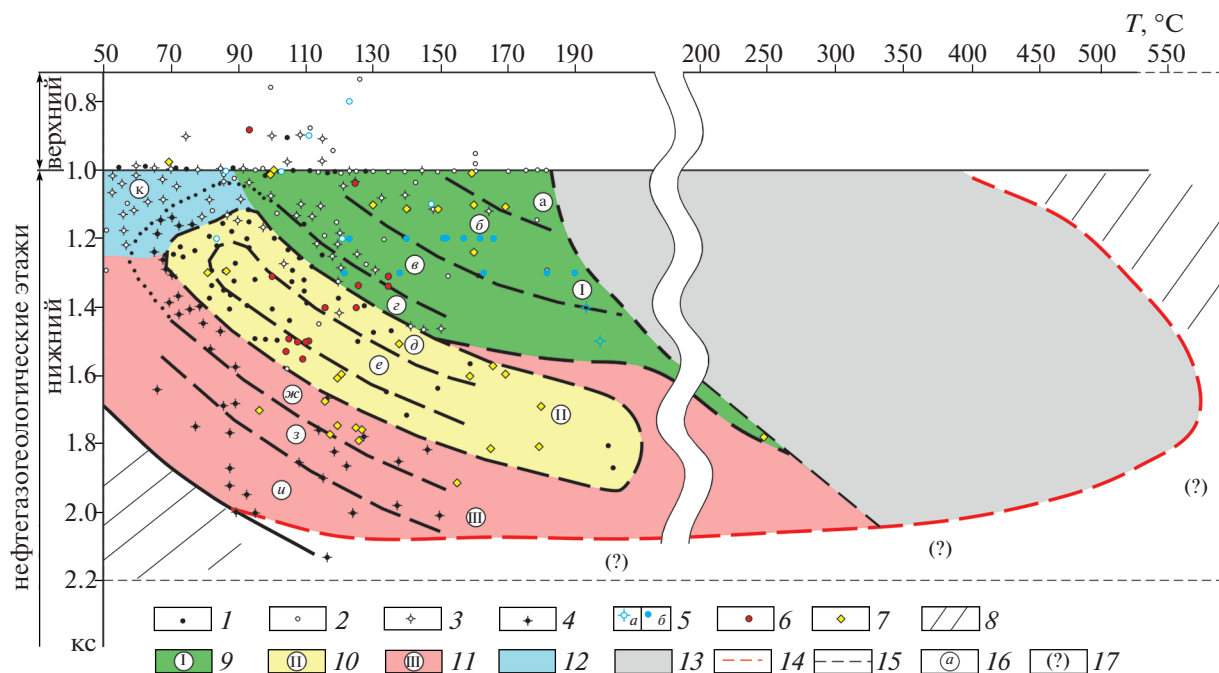
Учитывая разницу глубин, на которых реализуются активные процессы катагенеза органического вещества, можно прогнозировать, что для УВС дренируемого и автоклавного типов будут разными хронологические периоды проявления 2-го критического момента в эволюции УВС, связанного с фазообособлением углеводородов из однофазного флюида. Для автоклавных УВС хронологический период проявления критического момента в эволюции углеводородных систем наступит существенно позже, что является принципиальным аргументом в пользу возможности обнаружения на больших глубинах залежей углеводородов органического генезиса. Напомним, что за критический момент принимается условно принятый предел достижения наиболее интенсивного нефтегазообразования (50% от теоретически возможного количества углеводородов), после которого углеводородные флюиды становятся миграционно способными [23].

Как было показано выше, автоклавным очаговым системам присущи такие черты, как гидродинамическая стагнация, снижение градиентов температур с глубиной, высокая степень гидродинамической изоляции, растянутый во времени и по глубине катагенез и др. Подобные условия приводят к замедлению оттока продуктов флюидогенерации, а это, в свою очередь, на основе принципа Ле-Шетелье затормаживает (прекращает) ход реакций, приводящих к их генерации. Только значимое изменение параметров системы (чаще всего резкое падение давления) может привести к фазообособлению, как следствие, снижению энтропии системы и невозвратности перво-

**Рис. 5.** Распределение поровых давлений и температур в пределах раннедевонско–башкирской Астраханской внутрибассейновой карбонатной платформы на конец плиоцена. Обозначена (звездочка красным) точка забоя виртуальной скважины. (а) – сейсмостратиграфический разрез с выровненной солью; (б) – геомеханическая модель по разрезу с выровненной солью; (в) – распределение и коэффициента аномальности к концу плиоцена с выровненной солью; (г)–(е) – график изменения на забое виртуальной скважины порового давления на глубине 6600 м: (г) – температур; (д) – порового давления; (е) – расчетные параметры геомеханической модели.







**Рис. 6.** Диаграмма фазовых состояний углеводородных систем на больших глубинах (по данным [16]).

1–4 – месторождения: 1 – нефтяные, 2 – газовые, 3 – газоконденсатные, 4 – газоконденсатно-нефтяные; 5–7 – глубокие скважины: 5 – Мексиканского залива: а – газовые, б – нефтяные, б – Астраханского свода, 7 – Таримского и Сычуаньского нефтегазоносных бассейнов; 8 – зона термобарической деструкции углеводородов; 9–11 – зоны распространения: 9 – газоконденсатов (первичных) и газов, 10 – нефти, 11 – газов и газоконденсатов (вторичных); 12 – переходная зона; 13 – прогнозная зона однофазного флюида и отложенного катагенеза; 14 – прогнозная граница между зонами термобарической деструкции углеводородов и развития однофазного флюида; 15 – граница между подзонами углеводородов разного состава; 16 – соотношение газа (г), нефти (Н), конденсата (К) в % различных подзонах (цифры в кружочках): а – Г = 100; б – Г = 99, К = 1; в – Г = 98, К = 2; г – Г = 97, К = 3; д – Г = 20, Н = 80; е – Г = 5, Н = 95; ж – Г = 75, Н = 10, К = 15; з – Г = 85, Н = 5, К = 10; и – Г = 92, К = 8; 17 – зона неустановленного фазового состава углеводородов

начального состояния. Такие состояния могут быть многоактными и представляют собой совокупность бифуркаций как важных событий на пути самоорганизации УВС.

Особенность течения катагенеза в автоклавных УВС состоит в том, что в периоды активных тектонических восходящих движений, снижение энтропии системы достигается за счет преодоления однофазным флюидом критической точки фазового перехода и формирования очередной порции миграционно способных углеводородов, часть которых покидает УВС, освобождая пространство для новых порций продуктов катагенетических трансформаций органического вещества. В этом случае катагенез возобновляется, вновь образованные продукты флюидогенерации (в том числе и агрессивные газы – CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) заполняют пустотное пространство резервуаров, вступая во взаимодействие с породами, способствуя (динамически и химически) развитию микро- и макротрещноватости, посредством которой создается собственная флюидонасыщенная связанная среда.

Новый импульс падения давления приведет к новому выходу части фазообособленных флюидов, что вызвано снятием нагрузки вышележащих толщ, которое обуславливает:

- подъем фундамента, сопровождающийся денудацией поверхности воздымающегося блока;

- аномальное изменение базиса эрозии (падение регионального уровня моря), приводящее к значительным сокращениям мощности слоя воды в глубоководной котловине, склоновой эрозии вдоль ее бровки и плоскостным врезом на осушенной территории примыкающего к ней шельфа.

Прогнозируется, что катагенез органического вещества протекает непрерывно и сравнительно равномерно в верхнем нефтегазогеологическом этапе, где открытый геофлюидодинамический режим обеспечивает вывод из генерирующей толщи продуктов трансформации углеводородов под действием термобарических нагрузок. В автоклавных УВС, напротив, катагенез скорее всего носит прерывистый характер. За счет неоднократного затухания и возобновления он растяги-

**Таблица 6.** Сопоставление особенностей функционирования классических (по [23]) и автоклавных углеводородных систем (УВС)

| Углеводородные системы  |  |
|---|--|
| классические  | автоклавные  |
| <b>Этап 1</b>   |  |
| <b>Идентификация генерационного источника углеводородов (по [23])</b>   |  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>– корреляция “нефть—вероятная нефтегазоматеринская порода”;</li> <li>– оценка нефтегазогенерационного потенциала предполагаемой материнской породы;</li> <li>– установление пространственных и возрастных границ очага нефтегазообразования</li> </ul>   |  |
| <b>Этап 2</b>   |  |
| <p style="text-align: center;"><b>Определение эффективности функционирования миграционно-дренажной сети между очагом активной генерации нефти и областью ее аккумуляции в ловушках (по [23])</b></p> <p>генерация и эмиграция нефти и газа ⇒ перераспределение нефти и газа из очага генерации в зону аккумуляции (с потерей на рассеивание в окружающей геосреде ⇒ локализация в резервуарах с различным уровнем импеданса</p> | <p style="text-align: center;"><b>Определение эффективности эмиграции углеводородов из нефтегазоматеринских пород в расположенный внутри резервуар (без потерь на вторичную миграцию)</b></p> <p>эмиграция нефти и газа из материнской толщи в непосредственно примыкающий в ней резервуар в виде многофазного флюида ⇒ фазообособление углеводородов при достижении критической точки фазового перехода</p> |
| <b>Этап 3</b>   |  |
| <b>Оценка эффективности функционирования УВС на критических рубежах ее геологической эволюции</b>   |  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>– первый критический момент для углеводородных систем: геохронологический интервал начала и достижения максимума (50%) в нефтегазообразовании и эмиграции углеводородов (по [22])</li> </ul>   |  |
| <b>Этап 4</b>   |  |
| <b>Оценка эффективности функционирования НГЛО низких рангов (месторождение, залежь) на критических рубежах их геологической эволюции</b>  |  |
| нет   | <p>Второй критический момент для месторождений и залежей: геохронологический интервал достижения критической точки фазового перехода по нефти (газу) гидродинамического “замка”</p>  |
| <b>Приложение к солеродным бассейнам, осложненным соляными структурами галокинетического типа</b>   |  |
|    |   |
| <p>Формирование в надсолевой части в структурных условиях разреза местоскоплений углеводородов как локализации нефтегазовых флюидов, привнесенных за счет вторичной миграции</p>  | <p>Формирование в подсолевой части разреза месторождений углеводородов, образованных за счет сегрегации многофазных флюидов при достижении критических точек фазового перехода по газу и/или нефти и локализованных путем гидродинамического экранирования</p>   |

вается во времени, и в условиях гидродинамической стагнации и снижения градиентов температур практически становится весьма пассивным. Как следствие, глубины, на которых происходят реальные процессы нефтегазообразования в гидродинамически (квази)закрытых системах, существенно ниже тех, на которых осуществляются

катагенетические процессы, протекающие в гидродинамически открытых УВС.

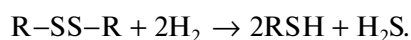
На сегодня механизм формирования месторождений на больших глубинах солеродных бассейнов нами предложен только для автоклавных очаговых УВС. В подобных углеводородных системах в условиях бездренажности отвод продуктов катагенети-

ческого преобразования органического вещества происходит в резервуарах с улучшенными емкостно-фильтрационными свойствами. При прохождении однофазного флюида критической точки фазового перехода запускается процесс его сегрегации; фазообособление ведет к локализации свободных углеводородов в пределах гидродинамически (квази)закрытых НГЛО [2].

Детали механизма формирования месторождений углеводородов внутри автоклавной системы пока полностью не разработаны. В физическом смысле здесь допустима аналогия с движением тока в электрической цепи, при котором электроны по неподвижному проводнику перемещаются от генератора до объекта потребления. В автоклавной УВС роль проводника играет однофазный флюид, заполняющий ее поровую среду, объекта потребления тока — зона улучшенных фильтрационно-емкостных свойств, заполняемой фазообособленными флюидами в пределах гидродинамически замкнутых зон, а генератора — нефтегазоматеринская порода в период активных процессов флюидогенерации, связанной с катагенетическими преобразованиями органического вещества.

Обратим внимание на важное обстоятельство — глубинное положение зоны деструкции углеводородов не ясно. Однако немногочисленные данные свидетельствуют о том, что с глубин ~5 км и ниже в составе газов будет увеличиваться доля неуглеводородных компонентов. Этот вопрос выходит за рамки настоящей работы, поэтому привлечем внимание только к водороду (точнее — к его потенциальной роли в процессах нефтегазообразования на больших глубинах Прикаспийской НГП).

Содержание неуглеводородных компонентов в составе водорастворенных газов Прикаспийской НГП колеблется в широких пределах: от долей до десятков процентов (в молярных долях). Например, на глубинах 5742–5712 м общее содержание неуглеводородных компонентов составляет 16.74%, из них водорода — до 7.13%. На Карачаганакском месторождении на глубинах свыше 5 км зафиксировано содержание водорода до 4% [18]. Однако истинные концентрации водорода, скорее всего, были выше, но в ходе деструктивной гидрогенизации были потрачены на необратимую реакцию восстановления дисульфидов с образованием бессульфатных алкановых соединений по схеме [18]:



В аналогичных реакциях при участии сернистых соединений нафтенового и ароматического рядов возможно соответственно образование бессернистых цикланов и бензола [18].

Мы суммировали наши представления о том, какими качествами обладают автоклавные очаговые УВС, расположенные на глубинах, не вскры-

тых бурением (табл. 6). Предложенная нами система доказательств выдвинутых гипотез, несомненно, нуждается в дальнейшем обосновании и в перспективе — подтверждении фактическим материалом. Авторы надеются, что высказанные соображения будут полезны в плане обоснования основных направлений геолого-разведочных работ на большие глубины в пределах Прикаспийской НГП.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Принципиальные отличия процессов нефтегазоаккумуляции в верхних и нижних этажах НГП связаны с механизмами локализации углеводородов. Этап нефтегазообразования (созревание органического вещества до максимальной интенсивности флюидогенерации) и начало активной эмиграции (первый критический момент УВС) протекают для верхних и нижних этажей идентично. Однако далее в верхних этажах нефтегазоаккумуляция реализуется за счет вторичной миграции углеводородов от нефтегазоматеринских отложений до зон нефтегазоаккумуляции по классической схеме вертикальной и/или латеральной миграции в соответствии с градиентами пластовых давлений в углеводородной системе. В этом случае рассматривается наличие местоскопления углеводородов.

В нижнем нефтегазоносном этаже реализуется иной механизм. Здесь формируется автоклавная УВС — гидродинамическая (квази)закрытая и термодинамически открытая. Снятие давления (в силу геологических причин) в термобарической обстановке, соответствующей условиям фазового перехода (для нефти и/или газа) запускает процесс сегрегации углеводородов из однофазного флюида (второй критический момент). Локализация углеводородов осуществляется благодаря гидродинамическому экранированию и она независима от структурного фактора. Таким образом, в нижнем нефтегазоносном этаже происходит образование месторождения углеводородов.

Главными отличительными чертами очаговых автоклавных УВС являются:

- относительное постоянство гидродинамического потенциала во всем объеме системы;
- снижение зависимости процессов нефтегазоаккумуляции от структурных и литологических особенностей системы и повышение влияния веса вышележащих отложений на перераспределение пластовых давлений внутри автоклавной УВС, как следствие, положение замкнутых зон минимальных гидродинамических потенциалов;
- зависимость распределения энергетических параметров системы от проявления соляной тектоники;

– усиление влияния геомеханических процессов на характер термобарических полей в гидродинамически замкнутых резервуарах.

**Благодарности.** Авторы выражают благодарность рецензентам проф. В.И. Попкову (КубГУ, г. Краснодар, Россия) и д.г.-м.н. И.В. Орешкину (АО “НВНИИГГ”, г. Саратов, Россия) за полезные комментарии и редактору М.Н. Шуплецовой (ГИН РАН, г. Москва, Россия) за тщательное редактирование.

**Финансирование.** Работа выполнена в рамках Госзадания ГИН РАН плану научно-исследовательских работ РАН; Госзадания ИПНГ РАН по темам ФММЕ-2022-0001 1220228000253-3 “Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла” и ФММЕ-2022-0007-122022800276-2 “Научное обоснование влияния гидрохимических и микробиологических процессов на развитие коррозионных явлений при сонахождении водорода и метана в широком диапазоне концентраций в геологических объектах различного типа”; договора НИР № 4 322 124460 “Разработка комплексных моделей осадочного чехла Прикаспийского региона”.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абукова Л.А., Карцев А.А., Лашкевич В.С., Иванова В.Д. Механохимия поровых вод глинистых отложений в аспекте генезиса нефти и газа. – В кн.: *Генезис нефти и газа*. – Под ред. А.Н. Дмитриевского – М: ГЕОС, 2003. С. 5–7.
2. Абукова Л.А., Волож Ю.А. Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов // *Геология и геофизика*. 2021. Т. 62. № 8. С. 1069–1080.
3. Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // *Геотектоника*. 2019. № 3. С. 79–91.
4. Антипов М.П., Волож Ю.А., Чамов Н.П. Четырехмерные модели нефтегазоносных бассейнов. – В кн.: *Современные проблемы геологии*. – Под ред. Ю.О. Гаврилова, М.Д. Хуторского – М.: Наука, 2004. С. 251–270 (Тр. ГИН РАН; Вып. 565).
5. Антипов М.П., Волож Ю.А., Гарагаш И.А., Селезнева Н.Н. Прогноз поровых давлений в подсолевом комплексе Прикаспийской нефтегазоносной провинции на основе геомеханического моделирования // *Процессы в геосредах*. 2018. 4(18). С. 1101–1105.
6. Бакиров А.А., Бордовская М.В., Мальцева А.К., Табасаранский З.А. Геология и геохимия нефти и газа. – Под ред. А.А. Бакирова, З.М. Табасаранского – М.: Недра, 1982. 288 с.
7. Брод И.О., Васильев В.Г., Высоцкий И.В., Кравченко К.Н., Левинсон В.Г. и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. – Под ред. И.О. Брода, И.В. Высоцкого – М.: Недра, 1965. 598 с.
8. Вассоевич Н.Б., Архипов А.Р., Бурлин Ю.К. и др. Нефтегазоносный бассейн – основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий // *Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология*. 1970. № 5. С. 13–24.
9. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР – Под ред. Л.М. Зорькина – М.: Недра, 1989. 382 с.
10. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П. и др. Ограницах и районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции // *Георесурсы*. 2021. Т. 23. № 1. С. 60–69.
11. Волож Ю.А., Федонкин М.А., Гогоненков Г.Н., Толкачев В.М. О новых подходах поисковых работ в традиционных провинциях добычи // *Нефтегазовая вертикаль*. 2020. № 7. С. 74–80.
12. Григорьев М.А., Григорьев А.М. Природа формирования флюидодинамических полей глубокопогруженных осадочных комплексов молодых кайнозойских прогибов (на примере северного борта Западно-Кубанского прогиба). – Под ред. В.И. Черкашина – Махачкала: АЛЕФ, 2016. С. 248–251 (Тр. ИГ ДагНЦ РАН; Вып. 66).
13. Грохотов Е.И., Соболев В.С. Обзор углеводородных систем м и прогноз нефтегазоносности в восточной части арктического шельфа России // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2011. Т. 6. № 4. <https://doi.org/10.17353/2070-5379>
14. Гуревич А.Е., Крайчик М.С., Батыгина Н.Б. Давление пластовых флюидов. – Л.: Недра, 1987. 223 с.
15. Дмитриевский А.Н., Самсонов Ю.В., Вагин С.Б. и др. Историко-генетическая оценка нефтегазобразования и нефтегазонакопления в осадочных бассейнах Сибирской платформы. – Под ред. А.Н. Дмитриевского – М.: Недра, 1989. 220 с.
16. Ермолкин В.И., Бакиров Э.А., Сорокова Е.И., Голованова С.И., Самсонов Ю.А. Критерии прогноза фазовой зональности углеводородов в осадочных толщах земной коры. – М.: Недра, 1998. 319 с.
17. Зингер А.С. Гидрогеологические условия вodonпорных систем западной части Прикаспийской впадины. – Под ред. А.С. Зингера, В.В. Котровского – Саратов: СГУ, 1979. С. 155–158.
18. Ильченко В.П. Нефтегазовая гидрогеология подсолевых отложений Прикаспийской впадины. – Под ред. Е.В. Стадника – М.: Недра, 1998. 288 с.
19. Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Нефть на больших глубинах. Залежи оффшорных месторождений Мексиканского залива // *Вестн. нефтегаз. отрасли Казахстана*. 2021. № 1. С. 3–7.
20. Каламкаргов Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. – Под ред. З.Б. Бацезевой, Л.В. Каламкаргова – М.: РГУНиГ, 2003. 560 с.
21. Конторович А.А., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз // *Энергетическая политика*. 2016. № 2. С. 34–43.
22. Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Хераскова Т.Н. Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования. – В кн.: *Консолидированная кора Каспийского региона. Опыт районирования*. – Под ред. Ю.Г. Леонова, С.Д. Соколова, М.А. Федонкина – М.: Наука, 2010. С. 1–64 (Тр. ГИН РАН; Вып. 593).
23. Лопатин Н.В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующую

- шее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика. 2006. № 3. С. 101–120.
24. Лопатин Н.В., Зубайраев С.Л. Нефтяные генерационно-аккумуляционные системы: логика концепции и ее применение в поисково-разведочных работах // Геоинформатика. 2000. № 3. С. 67–82.
  25. Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджевская М.И. Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. — М.: Недра. 1984. 287 с.
  26. Навроцкий О.К. Rock-Eval и люминесцентная микроскопия против миграции углеводородов (или к пересмотру одной научной парадигмы в нефтяной геологии). — Мат-лы конф. “Геологические науки-2021” 2–3 декабря 2021 г. — Под ред. М.В. Пименова, В.А. Фомна — Саратов: Техно-Декор, 2021. С. 9–13.
  27. Николаевский В.Н. Определяющие уравнения пластического деформирования сыпучих сред // Прикладная математика и механика. 1971. Т. 35. № 6. С. 1070–1082.
  28. Орешкин И.В., Постнова Е.В., Пятаев А.А. Качественная оценка фазового состояния углеводородных смесей и геотермобарические условия нефтегазонакопления средне-верхнедевонского нефтегазового комплекса в юго-восточной части Бузулукской впадины (Саратовская часть) // Изв. СарГУ. Сер. Науки о Земле. 2015. Вып. 1. С. 45–56.
  29. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция. — Под ред. Ю.Г. Леонова, Ю.А. Воложа — М.: Научный мир. 2004. 516 с. (Тр. ГИН РАН; Вып. 543).
  30. Пайразян В.В. Углеводородные системы (бассейны древних платформ России). — М.: Спутник, 2010. 163 с.
  31. Рабкин Ф.С., Абалгалиев М.Ж., Аксаева Ф.К. и др. О природе структурных инверсий полей пластовых давлений в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины // Изв. АН КазССР. Сер. геол. 1990. № 1. С. 9–16.
  32. Рабкин Ф.С. Модель гидродинамики в прогнозе залежей нефти и газа // Изв. АН КазССР. Сер. геол. 1981 № 1. С. 16–25.
  33. Савченко В.П., Стадник Е.В., Яковлев Ю.И. Газогидрохимические критерии поисков залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1974. 103 с.
  34. Скоробогатов В.А. Общее и особенное в формировании газовых и нефтяных месторождений гигантов // Вести газовой науки. 2017. Т. 9. № 1. С. 5–16.
  35. Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. — М.: ГЕОС, 1992. 76 с.
  36. Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геофлюидодинамическая модель нефтеобразования в осадочных бассейнах. — В кн.: Геодинамическая эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. — Под ред. В.Е. Хаина — М.: Наука, 1997. С. 5–9.
  37. Томкина А.В. Геостатические системы на примере площадей передовых хребтов ЧИ АССР — В сб.: Роль аномальных давлений в распределении залежей нефти и газа. — М.: ИГиРГИ. 1986. С. 101–109.
  38. Трофимук А.А. Проблемы развития газодобывающей промышленности СССР. — В кн.: Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. — Под ред. И.С. Грамберга, Н.Л. Добрецова — Новосибирск: Наука. 1991 С. 6–14.
  39. Demaison G., Huizinga B.J. Genetic classification of petroleum systems // AAPG Bull. 1991. Vol. 75. № 10. P. 1626–1643.
  40. Detournay E., Cheng A.H.D. Fundamentals of poroelasticity. — In: *Comprehensive Rock Engineering*. — Ed. by C. Fairhurst, (Pergamon Press, Oxford. UK. 1993. Vol. II), pp. 113–171.
  41. Dow W.G. Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston basin // AAPG Bull. 1974. Vol. 58. Vol. 7. № 11. P. 1253–1262.
  42. Hu Wenrui, Bao Jingwei, Hu Bin. Trend and progress in global oil and gas exploration // *Petrol. Explor. Development*. 2013. Vol. 40. № 4. P. 439–443.
  43. Hubbert M.R. Entrapment of petroleum under hydrodynamic condition // AAPG Bull. 1953. № 37. P. 954–1026.
  44. Itasca Consulting Group — FLAC3D — Fast Lagrangian Analysis of Continua in 3 Dimensions, Vers. 3.1, User’s Manual — (Minneapolis: Itasca. USA. 2006). <http://www.itascacsg.com/software/FLAC3D>
  45. Jiang X.W., Wang X.S., Wan L., Ge S. An analytical study on stagnant points in nested flow systems in basins with depth-decaying hydraulic conductivity // *Water Resour. Res.* 2011. Vol. 47. P. W01512. <https://doi.org/10.1029/2010WR009346>
  46. Li Weia, Yu Ziliangb, Wang Xuekea, Yu Zhichaoa, Lu Xuesonga, Feng Qingfua, Formation mechanisms of deep and ultra-deep over pressure caprocks and their relationships with super-large gas fields in the petroliferous basins of China // *Natural Gas Industry*. 2020. Vol. 17. No. 5. P. 443–452.
  47. Magoon L.B., Dow W.G. The Petroleum System — from Source to Trap // AAPG Mem. 1994. Vol. 60 (Tulsa). 644 p.
  48. Pang X., Jia C., Zhang K., Li M., Wang Y., Peng J., Li B., Chen J. The dead line for oil and gas and implication for fossil resource prediction // *Earth Syst. Sci. Data*. 2020. № 12. P. 577–590. <https://doi.org/10.5194/essd-12-577-2020>
  49. Pang X.-Q., Jia C.-Z., Wang W.-Y. Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins // *Petrol. Sci.* 2015. Vol. 12. P. 1–53. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0014-0>
  50. Perrodon A. Petroleum systems: models and applications // *J. Petrol. Geol.* 1992. Vol. 15. № 3. P. 319–326.
  51. Person M., Butler D., Gable C.W., Villamil T., Wavrek D., Schelling D. Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia / AAPG Bull. 2012. Vol. 96. № 1. P. 23–41. <https://doi.org/10.1306/0810111019>
  52. Sun Longde, Fang Chaoliang, Sa Liming, Yang Ping, Sun Zandong. Innovation and prospect of geophysical technology in the exploration of deep oil and gas // *Petrol. Expl. Develop.* 2015. Vol. 42. № 4. P. 454–465.
  53. Tio J. Research status and advances in deep oil and gas exploration // *Adv. Earth Sci.* 2002. Vol. 4. № 17. P. 565–569.
  54. Tóth J. Gravitational systems of groundwater flow: theory, evaluation, utilization. — (Cambridge Univ. Press., Cambridge. UK. 2009), pp. 311.
  55. Zhao Jing-Zhou, Jun Li, Wei-Tao Wu, Qing Cao Yu-Bin Bai, Chuang Er. The petroleum system: A new classification scheme based on reservoir qualities // *Petrol. Sci.* 2010. № 16. P. 229–251.

## Formation of Oil and Gas Fields in Deep Hydrocarbon Systems: Outline of the Universal Search Concept

Yu. A. Volozh<sup>a</sup>, L. A. Abukova<sup>b</sup>, \*, V. V. Rybalchenko<sup>c</sup>, O. I. Merkulov<sup>d</sup>

<sup>a</sup>Geological Institute, Russian Academy of Sciences, Pyzhevsky per. bld. 7, 119017 Moscow, Russia

<sup>b</sup>Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, st. Gubkina bld. 3, 119333 Moscow, Russia

<sup>c</sup>PJSC "Gazprom", pr-kt Lakhtinsky, bld. 2, 197229 St. Petersburg, m.o. Lakhta-Olgino, Russia

<sup>d</sup>JSC "Nizhne-Volzhsky Research Institute of Geology and Geophysics", st. Moscovskaya, bld. 700, 410012 Saratov, Russia

\*e-mail: abukova@ipng.ru

The authors of the article substantiate the leading role in the processes of oil and gas accumulation in the lower floors of the salt basins of special – autoclave – type of hydrocarbon systems (HCS). According to the authors, autoclaved hydrocarbons are multi-scale, tectonically and lithologically screened fluid-saturated areas of the lithosphere, which are characterized by spatiotemporal conjugation of the processes of generation, primary migration and accumulation of hydrocarbons (HC) in an environment of hydrodynamic stagnation, age identity of fluids and fluid host rocks. The article discusses the place of autoclaved hydrocarbon systems in the hierarchical series of oil and gas localizing objects of different ranks "uvosphere → oil and gas bearing stage → hydrocarbon system → oil and gas complex → oil and gas bearing horizon". The main attention is paid to the focal autoclave hydrocarbon systems. The general authors' conclusion is that under the conditions of autoclave focal hydrocarbon systems, the segregation of hydrocarbons (when the temperature-baric threshold of phase separation of oil, condensate and gas is reached) from a single-phase fluid is confined to zones of low hydrodynamic potentials, and the localization of free hydrocarbons mainly occurs *in situ*.

**Keywords:** geofluid dynamic concept of hydrocarbon prospecting, seismostratigraphic complexes, great depths, hydrodynamic screening, focal type of autoclaved hydrocarbon systems, reservoir, pore pressures