

УДК 553.98  
МРНТИ 38.53.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi107207>

Получена: 08.05.2022.

Одобрена: 11.09.2024.

Опубликована: 30.09.2024.

## Научный обзор

# Условия формирования и сохранности углеводородных систем на больших (>6000 м) глубинах

С.Ф. Хафизов<sup>1</sup>, Б.М. Куандыков<sup>2</sup>, П.Е. Сынгаевский<sup>3</sup>

<sup>1</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

<sup>2</sup>Меридиан Петролеум, г. Алматы, Казахстан

<sup>3</sup>Chevron, Хьюстон, Техас, США

## АННОТАЦИЯ

За 40 лет существования концепции углеводородных систем был накоплен значительный объем фактических данных. Однако с началом освоения сверхбольших глубин (более 6000 м, хотя в настоящее время эта граница опустилась уже до 8000 м) выяснилось, что многие процессы протекают несколько иначе, и некоторые допущения перестают быть актуальными. В статье рассматриваются вопросы особенностей формирования и условий сохранности углеводородных систем при погружении на сверхбольшие глубины. Особое внимание уделено накопленным за последние десятилетия многочисленным примерам обнаружения углеводородов в жидкой фазе при существенном превышении верхнего «классического» порога пластовых температур, при которых, как предполагалось, должна происходить трансформация жидких углеводородов в газообразные.

Рассматриваемые в статье примеры изучения сверхглубоких разрезов, в первую очередь, скважинные данные позволяют постоянно пересматривать в сторону повышения максимальную температуру в залежах, приводящую к разрушению нефти, оцениваемую ранее довольно консервативно. Это, в свою очередь, вызывает переоценку углеводородного потенциала многих бассейнов. При этом объем запасов как нефти, так и газа в сверхглубоких разрезах постоянно увеличивается и особенно в Китае, где накоплен огромный опыт непосредственно континентальных проектов. При этом возможности подготовки каких-либо практических рекомендаций ограничены, разработка методов прогноза таких скоплений требует дальнейших значительных усилий.

Можно уверенно предполагать, что верхняя граница т.н. сверхбольших глубин опустится существенно ниже 8000 м, поскольку приводимые данные свидетельствуют о том, что геологические ограничения существенно снижаются, технологические решения появляются непрерывно, а их стоимость неуклонно снижается.

Развитие сверхглубоких проектов как альтернативы т.н. «сланцевым» проектам неизбежно приведет к повышению их эффективности по освоению залежей нефти и газа, которые сегодня таковыми и не воспринимаются.

В статье рассмотрены примеры сверхглубоких УВ систем бассейнов континентального Китая (Тарим, Джунгарский и Сычуань) и Мексиканского залива (складчатая область Пердидо).

**Ключевые слова:** углеводородные системы, сверхбольшие глубины, сверхглубокие разрезы, нефтяное и газовое «окно генерации», трансформация жидких углеводородов, бассейны Тарим, Джунгарский, Сычуань, складчатая область Пердидо.

## Как цитировать:

Хафизов С.Ф., Куандыков Б.М., Сынгаевский П.Е. Условия формирования и сохранности углеводородных систем на больших (>6000 м) глубинах // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №3. С. 8–30. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi107207>.

UDC 553.98  
CSCSTI 38.53.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi107207>

Received: 08.05.2022.

Accepted: 11.09.2024.

Published: 30.09.2024.

## Review article

# Formation and Preservation conditions of ultra-deep (>6000 m) hydrocarbon systems

Sergey F. Khafizov<sup>1</sup>, Baltabek M. Kuandykov<sup>2</sup>, Pavel E. Syngaevsky<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Gubkin University, Moscow, Russia

<sup>2</sup>Meridian Petroleum, Almaty, Kazakhstan

<sup>3</sup>Chevron, Houston, Texas, USA

## ABSTRACT

For 40 years, the concept of petroleum systems has been well developed and a considerable amount of actual data has been accumulated. However, with the beginning of the development of ultra-large depths (more than 6000 m, although nowadays this boundary has been lowered to 8000 m) it became clear that many processes proceed somewhat differently, and some a priori assumptions cease to be relevant.

The article deals with the peculiarities of formation and conditions of preservation of petroleum systems when diving to ultra-large depths. Special attention is paid to numerous examples of HC detection in the liquid phase accumulated over the last decades, when the upper 'classical' threshold of formation temperatures, at which, as it was supposed, the transformation of liquid HC into gaseous should occur.

Examples of studies of ultra-deep sections, first, well data, considered in the article, allow us to constantly revise upward the maximum temperatures in the pools, leading to oil destruction, previously estimated rather conservatively. This, in turn, causes reassessment of HC potential of many basins. At the same time, the volume of reserves of both oil and gas in ultra-deep sections is constantly increasing, especially in China, where vast experience of direct continental projects has been accumulated. At the same time, there are limited opportunities to prepare any practical recommendations directly, and the development of methods for forecasting such accumulations requires further significant efforts.

It can be confidently assumed that the upper limit of the so-called ultra-deep will fall significantly below 8000 m, as the data show that geological constraints are significantly decreasing, technological solutions are continuously emerging, and their costs are steadily decreasing.

The development of ultra-deep projects as an alternative to the so-called 'shale' projects will inevitably lead to an increase in their efficiency in developing oil and gas deposits, which are not perceived as such today.

The article considers examples of ultra-deep hydrocarbon systems in the basins of continental China (Tarim, Dzungarian and Sichuan) and the Gulf of Mexico (Perdido folded zone).

**Keywords:** hydrocarbon systems; ultra-large depths; ultra-deep sections; oil and gas 'generation window'; transformation of liquid hydrocarbons into gaseous ones; Tarim; Dzungarian; Sichuan basins; Perdido folded zone.

## To cite this article:

Khafizov SF, Kuandykov BM, Syngaevsky PE. Formation and Preservation conditions of ultra-deep (>6000 m) hydrocarbon systems. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(3):8–30. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi107207>.

ӨОЖ 553.98  
FTAХР 38.53.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi107207>

Қабылданды: 08.05.2022.

Мақұлданды: 11.09.2024.

Жарияланды: 30.09.2024.

## Ғылыми шолу

# Үлкен (>6000 м) тереңдікте көмірсутекті жүйелерді қалыптастыру және сақтау шарттары

С.Ф. Хафизов<sup>1</sup>, Б.М. Куандықов<sup>2</sup>, П.Е. Сынгаевский<sup>3</sup>

<sup>1</sup>И.М. Губкин атындағы мұнай және газ РМУ (ФЗУ), Мәскеу қаласы, Ресей

<sup>2</sup>Меридиан Петролеум, Алматы қаласы, Қазақстан

<sup>3</sup>Chevron, Хьюстон, Техас, АҚШ

## АННОТАЦИЯ

Көмірсутекті жүйелер концепциясы өмір сүрген 40 жыл ішінде нақты деректердің айтарлықтай көлемі жинақталды. Алайда, өте үлкен тереңдіктердің игерілуінің басталуымен (6000 м-ден астам, бірақ қазіргі уақытта бұл шек 8000 м-ге дейін төмендеді), көптеген процестер біршама басқаша жүріп жатқаны белгілі болды, ал кейбір болжамдар енді өзекті емес.

Мақалада өте үлкен тереңдікке сұңғу кезінде көмірсутекті жүйелердің қалыптасу ерекшеліктері мен сақталу шарттары қарастырылады. Соңғы онжылдықтарда сұйық фазада көмірсутектерді табудың көптеген мысалдарына ерекше назар аударылды, олар сұйық көмірсутектердің газға айналуы керек деп болжанған қабаттық температураның жоғарғы «классикалық» шегінен едәуір асып кетті.

Мақалада қарастырылған өте үлкен терең секцияларды зерттеу мысалдары, ең алдымен, ұңғыма деректері мұнайдың жойылуына әкелетін шөгінділердегі максималды температураны үнемі жоғары қарай қайта қарауға мүмкіндік береді, бұл бұрын өте консервативті бағаланған. Бұл өз кезегінде көптеген бассейндердің көмірсутектік әлеуетін асыра бағалауды тудырады. Сонымен бірге аса терең учаскелердегі мұнай мен газ қорларының көлемі үнемі артып келеді, әсіресе Қытайда тікелей континентальды жобалардың үлкен тәжірибесі жинақталған. Сонымен қатар, кез келген практикалық ұсыныстарды дайындаудың тікелей мүмкіндіктері шектеулі, мұндай жинақтауларды болжау әдістерін әзірлеу одан әрі айтарлықтай күш салуды талап етеді.

Өте үлкен тереңдіктің жоғарғы шекарасы 8000 м-ден төмен түседі деп сенімді түрде болжауға болады, өйткені келтірілген мәліметтер геологиялық шектеулер айтарлықтай төмендегенін, технологиялық шешімдер үздіксіз пайда болатынын және олардың құны тұрақты түрде төмендейтінін көрсетеді.

«Сланецті» жобаларға балама ретінде аса терең жобаларды дамыту бүгінгі күні онша қабылданбайтын мұнай-газ кен орындарын игеруде олардың тиімділігін арттыруға алып келетіні сөзсіз.

Мақалада Қытайдың континенттік бассейндеріндегі (Тарим, Жоңғар және Сычуань) және Мексика шығанағындағы (Пердидо қатпарлы аймағы) өте терең КС жүйелерінің мысалдары қарастырылады.

**Негізгі сөздер:** көмірсутек жүйелері, өте терең тереңдіктер, өте терең учаскелер, мұнай-газ «генерация терезесі», сұйық көмірсутектердің трансформациясы, Тарим, Жоңғар, Сычуань бассейндері, Пердидо қатпарлы аймағы.

## Дәйексөз келтіру үшін:

Хафизов С.Ф., Куандықов Б.М., Сынгаевский П.Е. Үлкен (>6000 м) тереңдікте көмірсутекті жүйелерді қалыптастыру және сақтау шарттары // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №3. 8–30 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi107207>.

## Введение

Термин «углеводородная система» (далее – УВ-система; petroleum system) был использован А. Перродоном в 1980 г. [1]. Л. Магун с соавторами [2, 3] формализовали критерии идентификации материнских пород, их картирования, также назвали рассматриваемое направление «нефтяной системой» (или «углеводородной системой») – термином, который ныне стал общепринятым. Под УВ-системой понимается естественная флюидальная система, которая включает глубокопогруженный очаг активных нефтегазоматеринских пород (основной источник), все связанные с ним залежи нефти и газа и нефтепроявления, элементы и процессы, необходимые для формирования и сохранения этих аккумуляций углеводородов (далее – УВ) [3, 4]. В эту концепцию включаются также миграционные пути УВ, которые функционируют сейчас или в прошлом и которые связывают очаг активной генерации нефти и газа с зоной аккумуляции.

Под элементами УВ-системы понимаются нефтегазоматеринские толщи (далее – НГМТ), природные резервуары (коллекторские породы) и покрышки, обеспечивающие изоляцию залежей. Под процессами понимаются явления формирования ловушек, генерация и миграция УВ и формирование скоплений, а также последующие изменения нефти и газа в залежах.

Большая часть нефтяных залежей (~85%) обнаружена в интервале значений пластовых температур 60–120°C [5]. Это, вероятно, связано с низкой степенью биодegradации и одновременно с относительно небольшим влиянием на изменения в коллекторах. Как правило, при температурах 150–160°C, нефть начинает разлагаться, что приводит к преобладанию в «горячих» разрезах преимущественно газа и конденсата. Если исходить из усредненных показателей температурных градиентов, отметка около 5000 м должна быть нижней границей существования жидких УВ, однако сравнительно недавно притоки нефти уже получены с глубин, превышающих 8000 м.

Собственно, происхождение (генерация) УВ в глубоких и сверхглубоких разрезах является первой проблемой, требующей решения на стадии оценки перспективности выбранной территории. Ставшая практически классической теория преобразования керогена и генерации различных УВ при погружении с глубиной [6] оказалась слишком общей и не смогла объяснить многие геохимические особенности, с которыми пришлось столкнуться в сверхглубоких разрезах. Эта ситуация только усугубляется в случаях с древними породами, которые претерпевали длительные преобразования и многочисленные

разнонаправленные движения (погружения и подъёмы).

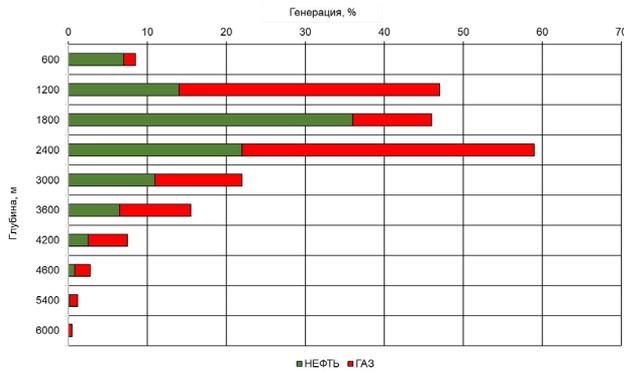
Состав УВ-смесей оказывается «усложненным» при существовании нескольких одновременно генерирующих УВ толщ или последовательной реактивации источников. Это объясняется присутствием мощных разнородных отложений, сложностью геологического развития и высокой вероятностью многостадийной генерации. Двумя основными причинами, отвечающими за формирование определенного типа УВ, являются состав органики нефтематеринской толщи и глубина погружения (т.е. температура и давление). Отклонения, связанные с преобразованием исходной УВ-смеси, зависят от:

- 1) разложения нефти и генерации газа при повышении температуры;
- 2) биодegradации (разложения) нефтей (при температурах менее 80°C);
- 3) растворения газов (преимущественно метана) в метеорных водах путем «водной отмывки».

Процессы, связанные с термическим разложением, могут переформировать нефтяную залежь в газоконденсатную, а биодegradация и «отмывка», наоборот, превратить конденсаты в нефть, как это произошло в бассейнах Карнарвон и Купер (Австралия) [7, 8]. Однако однозначно предсказать их результат бывает затруднительно из-за одновременных изменений газового фактора и давления насыщения.

Если попытаться учесть эти и другие фундаментальные неопределенности при прогнозировании развития фазовых состояний УВ-смесей, не становится ясно, можно ли вообще давать какие-то практические рекомендации, особенно в комплексах с несколькими УВ-системами. Дополнительные погрешности вносятся в случаях, когда участки бассейна не находятся в условиях термодинамического равновесия, т.е. когда пластовые флюиды в залежах не полностью перемешаны [9]. Наиболее достоверной является информация по уже обнаруженным залежам (флюидам), поэтому для сложных случаев, где присутствуют и нефти, и газ, ряд специалистов предлагает использование «обратного» геохимического моделирования – сверху вниз [10]. Такой подход потребует обширной базы данных и вряд ли сможет дать адекватный прогноз для новых территорий.

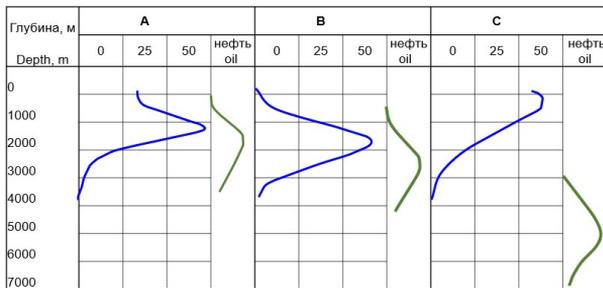
Первоначально идею о вертикальной зональности формирования УВ выдвинул в 1948 г. В. А. Соколов, затем Н.Б. Вассоевич [11] указал на неоднородность преобразований органики и выделил «нефтяное окно генерации»: 80–150°C. Чуть позднее С.Г. Неручев [12] выделил основное «газовое окно» с температурами существенно выше «нефтяных».



**Рисунок 1. Принципиальная схема вертикальной зональности генерации газа и нефти органическим веществом в процессе литогенеза [15]**

**Figure 1. Vertical zonation of oil and gas generation from organic matter during lithogenic processes [15]**

Исходя из возможностей биохимического и химического образования углеводородов, В. А. Соколов [15] первоначально выдвинул как одно из основных положений органической теории происхождения нефти понятие о зональности нефтегазообразования по разрезу осадочной толщи. One of the basic principles of organic theory of oil origin is the notion of zonation of oil-gas formation. As originally was suggested by Sokolov V.A., it was based on the for biochemical and chemical formation of hydrocarbons potential.

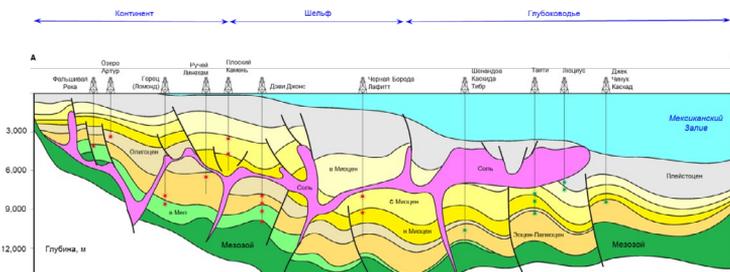


**Рисунок 2. Положение пика генерации нефти и распределение доказанных запасов в бассейнах разного типа [15]**

**Figure 2. Peak of oil generation and HC resources distribution in various types of basins**

A – «старые» кратоны (например, Пермский, Волго-Урал и Западно-Канадский бассейны) / "old" cratonic basins (Permian, Volgo-Urals and West Canadian); B – «молодые» кратоны (Мексиканский Залив и Западно-Сибирский супер-бассейн) / "young" cratonic basins (Gulf Of Mexico and West Siberia superbasins); C – «подвижные» или активные альпийского типа (Венский, Трансильванский, Южно-Каспийский бассейны) / "active" basins of Alpine type (Vienna, Transylvania and South Caspian)

Зелёной линией показано положение пика генерации нефти, синей – распределение доказанных запасов. Green lines shows peak of oil generation; blue – distribution of proved reserves.



**Рисунок 3. Сейсмогеологический разрез по линии А-А' (с северо-запада на юго-восток)**  
**Figure 3. Seismic-geological cross section line A-A' (NW-SE)**



**Таблица 1. Характеристика некоторых сверхглубоких разрезов нефтегазоносных бассейнов Мира**  
**Table 1. Characteristics of some ultra-deep formations of hydrocarbon bearing basins of the World**

Бассейн Basin	Коллектор (reservoir)							Нефте- мате- ринская толща, возраст Source rocks	Тип бассейна Basin type
	воз- раст age	литология lithology	глуби- на, км depth, km	пори- стость, % porosity %	АВПД over- pres- sure	залежь (тип) accum- ulation	флюид fluids		
<b>Северная Америка / North America</b>									
Скалистые Горы Rocky Mountains	J-K	Обломочный известняк Fragmented limestone	6200	5–15	нет none	с	г-к-н	К	Форланд Forland
Анадарко Anadarko	O1	Обломочный Fragmented	8100	4–15	да yes	л-с	г	С	Форланд Forland
Пермский Permian	O-D	Известняк Limestone	>6500	>5	нет none	с-с	г-к	D	Краевой рифт – долина Rift – valley
Побережье Залива GOM	J-E	Песчаник Sandstone	7000	10–15	да yes	с	г-н	J	Пассивная окраина Passive margin
Калифорнийский California	E	Песчаник Sandstone	>6000	31	да yes	с	г	К	Форланд Forland
Аляска Alaska	E	Песчаник Sandstone	6500	28	нет none	с	г	К-E	Пассивная окраина
<b>Центральная и Южная Америка / Central and South America</b>									
Маракайбо Maracaibo	К	Известняк Limestone	6000		да yes	с	н	E	Форланд Forland
Санта-Круз Тарихи St-Cruz Tarija	S-D	Оолит известняк Pisolite, ls.	7200	4–15	да yes	с	н-г	S-D	Форланд Forland
Сурести Sureste	J-K	Доломит Dolomite	>6500	8–12	да yes	л-с	н-г	J-K	Пассивная окраина Passive margin
<b>Европа / Europe</b>									
Долина По Po Valley	T	Платформенный известняк Platform limestone	6300		да yes	с	г-н-к	T2	Форланд Forland
Аквитан Aquitane	E	Обломочный известняк Fragmented limestone	8000		нет none	с	г-н	К	Форланд Forland
<b>Средний Восток / Middle East</b>									
Оман Oman	O	Обломочный известняк Fragmented limestone	6000	5–10	нет none	с	г	P1	Пассивная окраина Passive margin
<b>Африка / Africa</b>									
Сирт Sirt	E	Обломочный Fragmented	7000		да yes	с	г	К-E	Рифт-долина Rift-valley
<b>Центральная Азия / Central Asia</b>									
Амударья Amu Darya	J-K	Известняк и песчаник Limestone and sandstone	>10000	18–20	нет none	л-с	г-н	J	Депрессия, рифт-долина Depression – rift.
Ферганская долина Fergana Valley	К	Углистые отложения Coaly sediments	7500		да yes	с	н	J-E	Предгорный прогиб Foredeep

\*с – структурный тип / с – structural; с-л – структурно-литологический тип/ structural-lithological.; с-с – структурный с осложнениями тип / complex structural

\*\*г – газ / gas; к – конденсат / condensate; н – нефть / oil

С – каменноугольный / Carboniferous; D – девонский / Devonian; E – эоценовый / Eocene; J – юрский / Jurassic; J-E – юрско-эоценовый / Jurassic-Eocene; J-K – юрско-меловой / Jurassic-Cretaceous; K – меловой / Cretaceous; K-E – мел-эоценовый / Cretaceous-Eocene; O – ордовикский / Ordovician; O1 – раннеордовикский / Early Ordovician; O-D – ордовик-девонский / Ordovician-Devonian; P1 – раннепермский / Early Permian; S-D – силурийско-девонский / Silurian-Devonian; T – триасовый / Triassic; T2 – среднетриасовый / Middle Triassic

**Таблица 2. Основные свойства нефтей месторождения Шантоугол (Shuntuoguole) в бассейне Тарим [17]**

**Table 2. Tarim basin. Oil properties from Shuntuoguole filed [17]**

Скважина Well	Интервал, м Depth, m	Температура, °C Temperature, °C	Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup> Density at 20°C, g/cm <sup>3</sup>	Вязкость при 50°C, МПа·с Viscosity at 50°C, MPa·s	ГФ, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> Gas factor, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Сера, % Sulphur, %	Смоли, % Tar, %
SB1	7268–7406	114,5	0,8313	2,16		0,08	3,95
SB1-1H	7458–7558	121,1	0,7917	2,41	459	0,11	3,15
SB1-2H	7469–7569	121,9	0,7964	2,57	448	0,1	4,5
SB1-3CH	7274–7358	121,4	0,7948	2,51	469	0,11	6,04
SB1-4H	7459–7562	123,1	0,7964	2,69	450	0,1	0,85
SB1-5H	7475–7576	120,8	0,7981	2,76	447	0,1	9,89
SB1-6H	7288–7340	123,3	0,7895	2,18	456	0,1	4,07
SB1-7H	7339–7456	123,0	0,7990	2,82	362	0,13	4,38
SB1-9	7191–7295	121,5	0,8040	0,95	451	0,11	
SB1CX	7259–7526	122,8	0,8020	2,67	372	0,11	
SBP1H	7419–7676	119,2	0,8117	4,05		0,16	
SB2	7349–7753	118,8	0,8000	2,83		0,12	4,88
SB3	7520–8120	129,5	0,8143	7,91		0,03	
SHB5-2	7489–7527	122,9	0,8260	6,18	65	0,19	
SHB5-4	7395–8064	121,9	0,8434	8,85	56	0,19	
SHB5	7315–7950	121,8	0,8290	4,97	50	0,21	

Затем Тиссо и Вельте в 1978 г. развили эту теорию и определили понятие «окна жидких УВ», которое хорошо работало при поисках и разведке различных месторождений на сравнительно небольших глубинах [6]. В 2008 г. группой специалистов из Норвегии было предложено использование понятия «золотого окна / интервала», в котором, по их мнению, формировалось до 90% УВ-потенциала. На основании обобщения имевшихся в их распоряжении материалов температурный режим для генерации был определен в 60–120°C, (что соответствует зрелости органики (Ro) 0,6–1,2%), а при его превышении ожидалось быстрое падение перспективности [13].

Положение пиков генерации УВ зависит от структурно-тектонического типа бассейна [14]. Смещение (погружение) пика генерации нефти и «нефтяного окна» отмечается для активных областей / бассейнов (рис. 2), краевых предгорных прогибов с лавинной седиментацией, областей с мощными соленосными отложениями. Хотя молодые осадки Южно-Каспийской депрессии не могут служить надежными аналогами верхнепалеозойских комплексов Прикаспийского бассейна, но весьма вероятны сходные процессы в условиях соляной тектоники, когда происходит многократное смещение и наложение различных УВ-систем.

В целом в мире накоплен обширный опыт освоения сверхглубоких (на данный момент >6000 м, но это значение постоянно растёт) разрезов. Характеристика некоторых из них приведена в табл. 1.

В ряде публикаций, преимущественно китайских специалистов, описываются случаи двухступенчатой и прерывистой генерации УВ. Это явление часто отмечалось в палеозойских комплексах бассейна Тарим, который служит хорошим аналогом для Прикаспийского бассейна. Первые публикации в английских и китайских журналах относятся к 2005–2008 гг., т.е. до того, как в нескольких бассейнах континентального Китая на глубинах, превышающих 6000 м, были открыты коммерческие залежи. Причем целый ряд нефтяных и нефтегазоконденсатных объектов был обнаружен в условиях, традиционно не рассматриваемых как перспективные из-за высоких пластовых температур и зрелости органического вещества. Эти результаты позволяют предполагать высокую перспективность глубокопогруженных комплексов верхнего палеозоя и в Прикаспийском бассейне.

#### Газовые залежи

Исторически первые целенаправленные поиски в сверхглубоких разрезах были направлены на залежи природного газа и конденсата, поскольку упомянутый верхний температурный предел существования нефтяных залежей в 120–150°C долгое время считался незыблемым, а он обычно регистрируется на относительно небольших глубинах. В процессе анализа первых результатов было выделено два основных источника газа:

1) собственно из материнской породы при достижении органикой определенной степени зрелости;

2) при разложении сгенерированной ранее нефти и/или переработке битумов (продуктов разложения нефти).

Переработка скоплений «палеонефти» может являться существенным источником для генерации газа на больших глубинах. В случае присутствия в нефтематеринской породе преимущественно сапропелевого типа органики можно предположить, что большая часть газовых залежей, связанных с этим источником, сформирована за счёт разложения первичных нефтяных залежей.

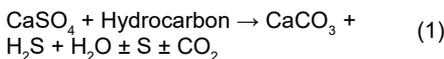
Согласно данным геохимии и изотопного состава углерода, было установлено, что газ месторождения Янба и залежи подсолевого кембрийского комплекса, вскрытые скв. Жонгшен-1 в бассейне Тарим, был получен в результате разложения сгенерированной ранее нефти из материнской толщи раннепермского возраста [18]. Одновременно с этим в керне и шламе скв. Жонгшен-1 было отмечено значительное количество пиробитума.

В случае с органикой гумусового типа практически весь газ бывает получен из исходного керогена. Примером такой УВ-системы могут служить сверхглубокие разрезы месторождения Кешен-Дабей, газ которых поступал из материнских толщ триасового возраста.

Дополнительные сложности при анализе происхождения газа связаны с возможностью его переработки и термохимическим изменением содержания  $H_2S$ . Сероводород в природных газах может быть получен в результате ряда процессов:

- сульфатного восстановления бактериями и микроорганизмами УВ нефтяного ряда;
- пиролиза соединений серы, содержащейся в нефти и/или генерирующей толще;
- термохимического сульфатного восстановления.

Как правило, считают, что при содержании  $H_2S$  в газе более 5% имело место термохимическое воздействие [19]. Происходящие при этом процессы описываются уравнением (1):



Ещё одним усложняющим фактором является поступление в залежи мантийных и коровых газов. Присутствие значительного количества гелия (He), азота ( $N_2$ ) и углекислого газа ( $CO_2$ ) в пластовых флюидах отмечается практически во всех сверхглубоких разрезах континентального Китая, а также в кембрийских залежах Восточной Сибири. При достаточных

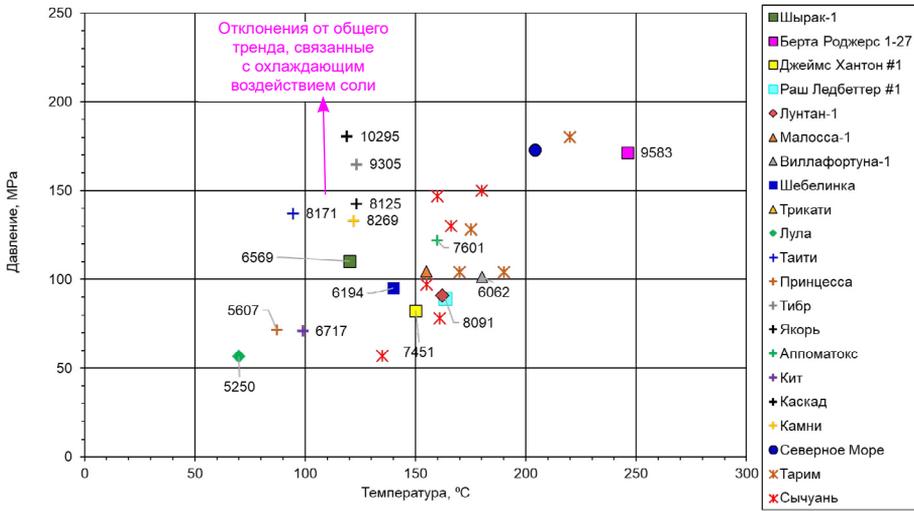
количествах они могут представлять экономическое значение. В настоящее время считается, что их поступление в ловушки УВ происходит по протяженным глубинным разломам. Смешиваясь с газом из материнских толщ, эти составляющие меняют его состав и свойства и значительно затрудняют диагностику вероятного источника.

### Нефтяные залежи

Отдельным пунктом прогноза продуктивности глубинных разрезов является обоснование возможности присутствия в них нефтяных скоплений. В рассматриваемых сверхглубоких разрезах пластовые температуры нередко превышают значения, определённые в классических представлениях об интервалах температур для сохранности жидких УВ (60–120°C). Жидкие флюиды были получены из кембрийских пород в скв. Жонгшен-1 (с глубины более 6000 м), скв. Ташен-1 (с отметки более 8000 м) и из разреза протерозоя в скв. Ньюдонг-1. Во всех случаях было отмечено, что интервал температур для генерации нефти менялся со временем в зависимости от геологических условий. Наиболее важными факторами при этом считаются изменения (снижение) геотермального градиента и существование / наличие аномально-высокого пластового давления (далее – АВГД) и региональной покрывки. Эти выводы хорошо согласуются со сделанными ранее анализами результатов бурения в бассейне Аанадо (штат Оклахома, США), где промышленные притоки газа были получены из карбонатной толщи раннеордовикского возраста (с глубин 7663 и 8083 м) и нефти с отметки 6553 м [20].

Депрессия Бахиан в бассейне Залив Бохай Бэй характеризуется глубоко погруженной УВ-системой эоценового возраста, которая в результате сложной истории погружения, дважды генерировала жидкие УВ [21]. В результате нефти ранней генерации позволили сохранить поровое пространство для последующих УВ более зрелых стадий и обеспечили возможность формирования залежи. При испытании интервала в 5671–6027 м из останцов докембрийских доломитов был получен приток легкой нефти дебитом 624,3 м<sup>3</sup>/сут, газа – 560 м<sup>3</sup>/сут. На конец 2019 г. это был самый «горячий» разрез восточного Китая, в котором при пластовых температурах 190–201°C была получена нефть.

Многие участки бассейна Тарим характеризуются быстрым погружением на значительные глубины на поздних стадиях развития и градиентами 1,5–2,0°C/100 м. В этом случае были созданы условия для генерации нефти в более позднее время и, соответственно, её сохранности на больших

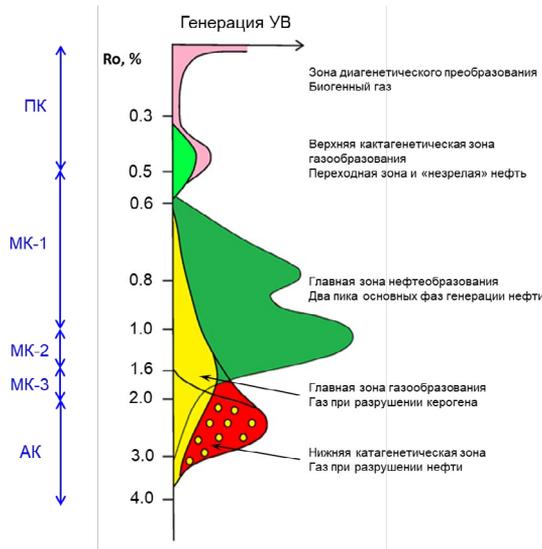


**Рисунок 5. Распределение пластовых давлений и температур сверхглубоких разрезов различных бассейнов**

**Figure 5. Distribution of formation pressures and temperatures of ultra-deep sections of different basins**

Цифрами показаны абсолютные отметки коллекторов. Ряд месторождений Мексиканского залива характеризуется пониженными значениями температур (<130°C), которые обусловлены охлаждением пластов эвапоритовыми массами. Для бассейнов Тарим и Сычуань приведены данные по продуктивным скважинам в разных структурно-тектонических элементах.

Numbers show absolute reservoir elevations. A number of fields in the Gulf of Mexico are characterised by low temperature values (<130°C), which are due to cooling of reservoirs by evaporite masses. For the Tarim and Sichuan basins, data on productive wells in different structural and tectonic elements are given.



**Рисунок 6. Модель генерации УВ депрессии Чуангхин (Chuangxin) с двойным пиком нефтеобразования; свита Феншенг (Fengcheng) нижнепермского возраста [22]**

**Figure 6. Chuangxin Depression HC generation model with double peak oil formation; Fengcheng Formation of Lower Permian age [22]**

Стрелками помечены зоны преобразования по Вассоевичу [11]: ПК – прото-катагенеза; МК – мезо-катагенеза (1 – слабого, 2 – умеренного, 3 – сильного); АК – апо-катагенеза

Arrows mark transformation zones according to Vassoevich [11]: ПК – proto-catagenesis; МК – meso-catagenesis (1 – weak, 2 – moderate, 3 – strong); АК – apo-catagenesis

глубинах. На востоке Китая в бассейне Сонглиао градиенты существенно выше и составляют 3,8–4,2°C/100 м, и в этом случае у обогащённых органикой отложений не остается значительного УВ-потенциала [18].

Сравнительно недавние работы на поднятии Шунгтуол (север провинции Тажонг) позволили установить, что нефтематеринские толщи раннекембрийского возраста во время гималайских орогенных процессов – формирования горных массивов и быстрого опускания территории в районе поднятия (40–60 млн лет) вследствие пониженных градиентов температур – всё ещё находились на стадии генерации конденсата и жирного газа [23]. Более того, на основании лабораторных исследований образцов керн-бассейна Тарим установлено, что нижняя граница для существования жидких УВ здесь опускается до отметки 9000–10000 м, что соответствует современной пластовой температуре в 210°C.

В пробуренной на севере бассейна Тарим скв. Фуян-1 с интервала 7322,17–7711,65 м в 2015 г. был получен приток чёрной нефти (0,825–0,843 г/см<sup>3</sup>, 20°C, вязкость 3,1–5,2 мПа·с). При этом пластовая температура в карбонатых отложениях ордовикского возраста составила 172°C, а газовый фактор 135 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Это, вероятно, один из самых глубоких и самых «горячих» нефтеносных разрезов в мире. Низкие концентрации диамантоидов (адамантов, триадамантов) и дибензотиофенов указывают на генерацию нефти при относительно средней зрелости органики (Ro 0,8–1,0%) и отсутствии следов термального разложения. Молекулярный и изотопный состав попутных газов не противоречит этой интерпретации. Второй тест в интервале 7177,25–7568,99 м выполнен в скв. Фуян-102, при этом на Ø4 мм штуцере был получен приток нефти (156,87 м<sup>3</sup>/сут) и газа (27,828 м<sup>3</sup>/сут). Нефть оставалась неизменной при пластовых температурах 150–160°C из-за относительно короткого временного интервала (менее 5 млн лет), что существенно повышает перспективность на нефть этой части бассейна с горизонтами, залегающими в интервале глубин 6000–9000 м. Моделирование УВ-системы месторождения позволило предположить, что основное разложение нефти начинается на отметке 9000–9500 м при соответствующих температурах в 210–220°C [24]. К сходным результатам пришли и специалисты Китайского нефтяного университета, которые на основании анализа 16 образцов нефти из двух сверхглубоких разрезов определили начало генерации органическим веществом лёгких УВ при значениях Ro 1,2–1,5%. Они также отмечали, что в образцах пластовой нефти не замечено

следов биodeградации и термохимического восстановления сульфатов [25]. В табл. 2 приводятся некоторые результаты этих измерений.

Коллекторы этого месторождения относятся к смешанному кавернозно-трещинному типу с пористостью, не превышающей 8% (среднее значение по разрезу около 3,6%). Покрышки представлены глинистыми известняками и аргиллитами ордовикского возраста.

На исключительную устойчивость палеозойских нефтей термическому воздействию указывают работы Лаборатории органической геохимии, Китайской Академии Наук [26]. Согласно экспериментальным результатам, образцы флюидов сверхглубоких разрезов бассейна Тарим начинают разлагаться при достижении температур в 148–162°C, что соответствует зрелости органики Ro 45%, а полное разложение достигается при величинах 245–276°C. Кембрий-ордовикские комплексы восточной части бассейна характеризуются керогеном I/II типа, содержанием органического вещества (*англ.* Total Organic Carbon, далее – TOC) в генерирующих толщах 2,48% вес. и суммарной мощностью осадочного разреза до 8000 м. В отличие от классических представлений о полном разложении нефти при температурах более 190–200°C в скв. TD-2, пробуренной в конце 2001 г., были обнаружены следы остаточной нефти.

Анализ УВ-системы показал, что разложение нефти началось при температуре в 165°C, однако из-за смены направления тектонических движений закончилось к началу девона; к этому времени было конвертировано от 60 до 70% исходных объёмов. Остаточные объёмы нефти по-прежнему могут представлять значительный интерес при поиске залежей. Моделирование процессов пиролиза и расчёт кинетики позволили установить нижнюю границу распространения жидких УВ в бассейне в 9000 м. Основными факторами, ответственными за это, являются низкий геотермальный градиент и произошедшее относительно недавно, быстрое погружение отложений [27].

Практически все сверхглубокие разрезы характеризуются развитым в разной степени АВПД. В условиях повышенных пластовых давлений изменение зрелости органики замедляется, и генерация УВ, в т.ч. жидких, начинается позднее. В бассейнах с чередованием нескольких нефтематеринских интервалов и особенно в бассейнах со сложным многоступенчатым тектоническим развитием УВ-системы могут вступать в стадию начала генерации несколько раз. Полученные при этом нефти будут нести в себе геохимические черты различных источников, а залежи характеризоваться многофазовым

строением, что оказывается весьма типичным для рассматриваемых сверхглубоких разрезов палеозоя.

То же относится к процессам пиролиза и вторичной, а в ряде случаев и третичной генерации из битумов. Геохимический анализ образцов нефти и газа месторождения Дабей, расположенного в передовом прогибе Куква, указывает на, по крайней мере, два последовательных периода генерации нефти и ещё одного – чистого газа [28].

Для разрезов, где термические градиенты в среднем не являются аномально низкими, т.е. там, где к 8000 м температура может достигать 250°C и более, крайне важным становится прогнозирование локальных аномалий пониженных температур. Важность наличия путей отвода тепла – как площадных, в первую очередь, на глубокой воде, так и локальных, таких как соляные купола, – отмечалась многократно.

Неслучайно первые шаги в освоении сверхглубоких залежей были сделаны именно на шельфе: опускание точки с почти нулевой температурой на глубину от сотен метров до первых километров существенно расширяет вниз интервал температур, благоприятный для генерации и сохранности жидких УВ. Один из таких примеров показан на рис. 3 [32]. Три скважины пробурены на глубины от 8750 до 10650 м (включая воду). Сква Дэйви Джонс пробурена до глубины 9510 м в прибрежной зоне (глубина воды 6 м), а соли в ней практически отсутствуют. Сква Каскида (10650 м) пробурена в точке с глубиной воды 1920 м: она вскрыла соли мощностью до 1500 м. Сква Каскад Чинук занимает промежуточное положение: соли в её разрезе отсутствуют полностью, а глубина воды превышает 2650 м. Температура в сква Дэйви Джонс оказалась ровно вдвое выше, чем в Каскиде, несмотря на то, что пласт в последней на 1150 м глубже (232°C против 116°C). Неудивительно, что выше залегающая залежь в Дэйви Джонс газовая, а более глубоководная Каскида – нефтяная.

Похожий пример имел место в Прикаспийской синеклизе [33]. Проектная глубина сква П-1 на структуре Мынтобе (1985 г.) составляла 5200 м. На глубине 4793 м бурение было остановлено из-за аномально высокой температуры 248°C. Сама структура располагается под мольдой между двумя отстоящими друг от друга куполами. В скважинах, пробуренных на сопоставимые глубины, например, сква Р-3 Росташинская (забой 5030 м, а.о. -4951 м), но в пределах развития соляного купола регистрируются температуры в два и более раза ниже (105°C в сква Р-3).

Сводный график, иллюстрирующий влияние эвапоритов на пластовые температуры,

показан на рис. 5 и в табл. 3 (низкие пластовые температуры на сопоставимых глубинах – результат охлаждения через соляные купола). Граничные значения пластовых условий для характеристики глубоких зон различных нефтегазоносных бассейнов приведены в табл. 4.

Каких-либо систематических отличий свойств покрышек на сверхбольших глубинах от их аналогов в традиционных интервалах не отмечено. Специфика условий сохранности коллекторов в жёстких условиях больших глубин подробно описана в работе [34]. Кратко резюмируя содержание статьи, следует отметить, что основные факторы, отвечающие за это (они относятся как к карбонатным, так и терригенным разностям), в значительной степени перекрываются с условиями сохранности генерации жидких УВ на больших глубинах:

- низкий геотермальный градиент;
- наличие эвапоритов (солей), снижающих как давление вышележащих толщ, так и температуру;
- быстрое захоронение на значительную глубину (как дополнительный вариант, сначала медленное захоронение на незначительных глубинах);
- мономинеральный (преимущественно кварцевый для терригенных разностей) состав обломочной части;
- ранняя цементация, в т.ч. глинистым цементом;
- формирование АВПД;
- раннее поступление УВ.

### Примеры сверхглубоких УВ систем

Описывая основные достижения за 13-й пятилетний план (2016–2020 гг.) компании, Petro China отмечает исключительный вклад новых идей, позволивших переоценить перспективность многих сверхглубоких участков [34]. В частности, была предложена принципиально новая модель генерации УВ из органики, отложенной в условиях щелочных озёр депрессии Чуангхин (Chuangxin), свиты Феншенг (Fengcheng) раннепермского возраста с двойным пиком генерации жидких УВ (рис. 7). Также отмечалось, что сложно-построенные объекты больших глубин стали основным объектом поисков УВ, и это направление сохранится и на 14-й пятилетний план (2021–2026 гг.).

Новая геохимическая модель позволила обосновать переоценку перспективности целого ряда глубоко погруженных участков Джунгарского бассейна (Junggar), геологические ресурсы которых возросли почти в 6,5 раза – с  $4,3 \times 10^8$  до  $27,3 \times 10^8$  т н.э. При этом расстояние вертикальной миграции оценивалось в 2000–4000 м. Глубина залегания песчаников

**Таблица 3. Пластовые давления и температуры сверхглубоких разрезов в нефтегазовых бассейнах мира**  
**Table 3. Formation pressures and temperatures of ultra-deep sections in some World HC-basins**

Бассейн Basin	Месторождение / скважина Field / Well	Дата Date	Забой, м TD, m	Температура, °C Temperature, °C	Давление, МПа Pressure, MPa	Флюиды Fluids
Анадарко Anadarko	Берта Роджерс 1-27 Bertha Rodgers 1-27	1974	9583	246	171,33	H <sub>2</sub> S, газ и нефтепроявления / H <sub>2</sub> S, Gas and Oil Shows
	Джеймс Хантон #1 James Hunton #1	1975	7451	150	82,39	Газ / Gas
	Раш Ледбеттер #1 Rush Ledbetter #1	1977	8091	163,3	89,49	Газ / Gas
	Дэвис Брайант #1 Davis Bryant #1	1976	7552	157,2	93,28	Газ / Gas
	Брайант Газ Юнит #1-22 Bryant Gas Unit #1-22	1979	7514	138,3	83,08	Газ / Gas
	Онна Блэк #1 Ona Black #1	1981	7257	169,4	81,95	Газ, нефть / Gas, Oil
	Джей-Эф Даберри #3 JF Daberry #3	1983	7967	161,1	84,35	Авария, ликвидирована / Accident and abandoned
	Хайнес #1-84 Haynes #1-84	1983	7207	129,4	79,69	Сухо / Dry
Долина По Po Valley	Малосса-1 Malossa	1973	5545	155	104,66	Газ, конденсат / Gas, Condensate
	Виллафортунa-1 Villaafortuna	1984	6062	180,2	101,33	Газ, конденсат / Gas, Condensate
	Трикатти Tricati	1987	6377	172,2	107,21	Газ, конденсат / Gas, Condensate
		1987	5970	167,8	102,75	Газ, конденсат / Gas, Condensate
Сантос Santos	Лула Lula	2006	5250	70	56,88	Нефть и газ / Oil and Gas
Мексиканский залив GOM	Таити (GC 640 #1) Tahiti (GC 640 #1)	2002	8171	94,4	137,05	Нефть и газ / Oil and Gas
	Принцесса (MC 765 #3) Princess (MC 765 #3)	2003	5607	87,22	71,77	Нефть и газ / Oil and Gas
	Тибер (KC-57) Tiber (KC-57)	2014	9305	123,16	164,80	Нефть и газ / Oil and Gas
	Якорь (GC 807) Anchor (GC 807)	2015	10295	118,89	180,43	Нефть и газ / Oil and Gas
	Аппоматокс (MC 392) Appomattox (MC 392)	2014	7601	159,83	121,86	Нефть и газ / Oil and Gas
	Кит (AC 772) Whale (AC 772)	2017	6717	98,89	71,00	Нефть и газ / Oil and Gas
	Каскад (WR 206) Cascade (WR 206)	2013	8125	123,3	142,52	Нефть и газ / Oil and Gas
	Камни (WR 508) Stones (WR 508)	2005	8269	121,89	133,12	Нефть и газ / Oil and Gas
Тарим [29] Tarim [29]	Тахи Tahi			165	90,0	Нефть / Gas
	Шунбэй Shunbei			190	104,0	
	Халахатанг Halahatang			170	104,0	
	Шантаогол Балджи Shantaogol Balju			220	180,0	
	Кукакраси-Дабей Kukakrasi Dabei			175	128,0	
Сычуань [29] Sichuan [29]	Чуаншен 1 Chuanshen 1		8420	180	150,0	Газ / Gas
	Чуанки 1 Chuanqi 1		7560	166	130,0	
	Янба Yanba			160	147,0	
	Ануйи Anuyi			161	78,0	
	Пагуанг Paguang			135	57,0	
	Сланцевый Газ Shale gas			155	97,0	
ДДВ [30] DDV [30]	Шебелинка Shebelinka	1956	6194	140	95	Газ, конденсат / Gas, Condensate
Прикаспийский Pre-Caspian	Шырак-1 Shurak	2011	6569	120	110,3	Газопроявления / Gas Shows

ДДВ / DDV – Днепровско-Донецкая впадина / Dnipro-Donetsk Depression

**Таблица 4. Граничные значения для характеристики глубоких зон различных нефтегазовых бассейнов [31]**

**Table 4. Cut-off values for characterization of deep zones of different oil and gas bearing basins [31]**

Зоны Intervals	Пластовые условия / Formation conditions	
	температура, °C / temperature, °C	давление, МПа / Pressure, МПа
Сверхвысоких значений / Ultra-height	260	207
Очень высоких значений / Very height	204	138
Высоких значений / Height	177	103
Обычные условия / Common	149	69

и конгломератов, формирующих основные коллектора свиты Феншенг, составляет, по данным скважин, 3200–6000 м [35]. Таким образом, максимальное погружение расположенных ниже нефтематеринских толщ для активизации двойной / многостадийной генерации в этой области достигает уже 10000 м.

**Бассейны континентального Китая (Джунгарский и Сычуань)**

Начиная приблизительно с 2014 г., в китайских научных трудах появились концепции развития многостадийной генерации, различные импульсы которой могли прерываться и накладываться друг на друга [33]. Эти явления оказались особенно характерны для бассейнов сложной тектонической истории (и строения), при которой в течение значительного периода откладывались разнообразные потенциально генерирующие толщи и формировались многокомпонентные УВ-системы (источники УВ – коллекторы – покрывающие). К таким системам относят различные месторождения газа бассейна Сычуань: Вейюань (Weiyuan, возраст – докембрий), Вабаити и Дачиган (Wubaiti, Dachigan, возраст – каменноугольный), Пугуанг и Лонганг (Puguang and Longgang – пермтриас), а также месторождения нефти и газа Джунгарского бассейна (пермский возраст).

При проведении сравнительного анализа залежей и притоков, полученных в более чем 10 разрезах, было высказано предположение о существовании нескольких «золотых зон», генерировавших УВ на различных этапах. Сходные условия отмечены и для других континентальных бассейнов Китая: Тарим, Ордос и Сонглиао. Эти выводы нашли свое подтверждение в успешном открытии ряда коммерческих залежей нефти и газа на глубинах, превышающих 6000 м [19]. На этом этапе преимущественно рассматривался механизм первичной генерации разнообразных УВ из серии нефтематеринских толщ, следовавший классической теории, и второй пик, связанный с разрушением жидких УВ и их перестроением в газовые скопления. При таком механизме оценка ресурсного потенциала глубоких, преимущественно газоносных комплексов бассейна Тарим, возросла в 2,3 раза. Кроме того, было отмечено,

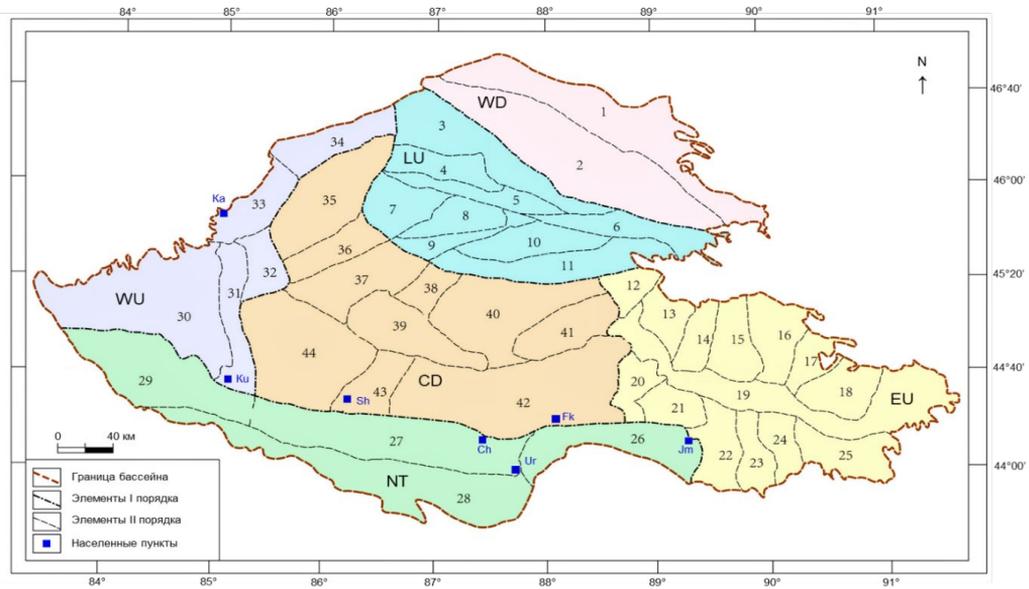
что в сложнопостроенных бассейнах с «многократными наложениями» УВ-систем существует высокая вероятность повторной генерации и формирования жидких УВ.

Джунгарский бассейн (Junggar / Zhungar) находится в области Хиндзианг (северо-запад Китая) с превышением около 500 м и покрывает территорию в 13,5×104 км². Его окружают горные комплексы Тянь-Шань, Богдашан, Алтай и Киламели. За более чем 60 лет поисков здесь было открыто значительное число месторождений, однако в основном это были небольшие нефтяные залежи. Ситуация принципиально изменилась, когда были обнаружены многопластовые газовые месторождения, относящиеся к гигантским: Махи (сентябрь 2006 г.) с суммарными доказанными запасами 303,63×108 м³ и Киламели (2003–2006 гг.) с запасами 1033,14×108 м³ [34].

Этот бассейн обладает рядом характеристик, которые позволяют выделить его в качестве ещё одного аналога верхнего палеозоя Прикаспийской депрессии. К самым важным из них относятся:

- сходные лито-фациальные и стратиграфические параметры седиментационных комплексов пермского и каменноугольного возраста, в т.ч. присутствие эвапоритовых разностей позднепалеозойского возраста;
- глубины залегания, превышающие 5000 м, на значительной площади достигающие ~7500 м;
- доказанная продуктивность верхнепалеозойских разрезов, в т.ч. и открытие уникальных нефтяных залежей на сверхбольших глубинах;
- одновременное существование здесь нескольких УВ-систем и многостадийность (унаследованность) развития многих структурно-тектонических элементов (депрессий);

Особенно богатыми органикой являются отложения каменноугольной системы, которые представлены чередованием морских и континентальных разностей, а в верхнем отделе – чередованием терригенных морских и вулканокластических, континентальных пород 2021 [35]. Суммарная мощность нефте- и газоматеринских разностей меняется от 10 до 350 м, но распространение ограничено несколькими депрессиями, в которых формировались независимые УВ-системы.



**Рисунок 7. Основные структурно-тектонические элементы Джунгарского бассейна [36]**

**Figure 7. Key structural-tectonic elements of Junggar basin**

CD – Депрессия Центральная; EU – Подъем Восточный; LU – Подъем Лулианг; NT – складчатый пояс Северный Тянь-Шань; WD – Депрессия Западная; WU – Подъем Вулунгу. Населенные пункты: Ch – Чангжи; Fk – Фуканг; Jm – Джимусар; Ka – Карамай; Ku – Кюютюн; Sh – Шихези; Ur – Урумжи  
 CD – Central Depression; EU – East Uplift; LU – Luliang Uplift; NT – North Tien Shan fold belt; WD – West Depression; WU – Wulungu Uplift. Settlements: Ch – Changzhi; Fk – Fukang; Jm – Jimusar; Ka – Karamau; Ku – Kiyutyun; Sh – Shihezi; Ur – Urumzhi

1 – зона разломов Хонгянь; 2 – депрессия СуоСуо Куан; 3 – подъем Шиюнган; 4 – депрессия Юнхэ; 5 – подъем Сангикван; 6 – подъем Дибей; 7 – подъем Хинюан; 8 – депрессия Саннан; 9 – подъем Шихи; 10 – депрессия Дишикван; 11 – подъем Динан; 12 – депрессия Вукайван; 13 – складчатая зона Шазанг; 14 – депрессия Шишугуо; 15 – подъем Хаунг Саохи; 16 – депрессия Шикунтан; 17 – подъем Хейшан; 18 – депрессия Вутонг Вози; 19 – подъем Ютай; 20 – подъем Бейсантай; 21 – депрессия Джимсар; 22 – подъем Гухи; 23 – депрессия Гученг; 24 – подъем Гудонг; 25 – депрессия Мулей; 26 – зона разломов Фуканг; 27 – антиклинальная зона Хуомату; 28 – складчатая зрота Цюйгу; 29 – депрессия Сикешу; 30 – подъем Чипайзи; 31 – зона разломов Хонгчи; 32 – подъем Жонг Гуай; 33 – зона разломов Кибай; 34 – зона разломов Вухиа; 35 – депрессия Маху; 36 – подъем Дабасонг; 37 – депрессия Пенъцизинси; 38 – подъем Мобей; 39 – подъем Мосуован; 40 – депрессия Донхай Даожи; 41 – подъем Байджиахай; 42 – прогиб Фуканг; 43 – подъем Монан; 44 – депрессия Шаван

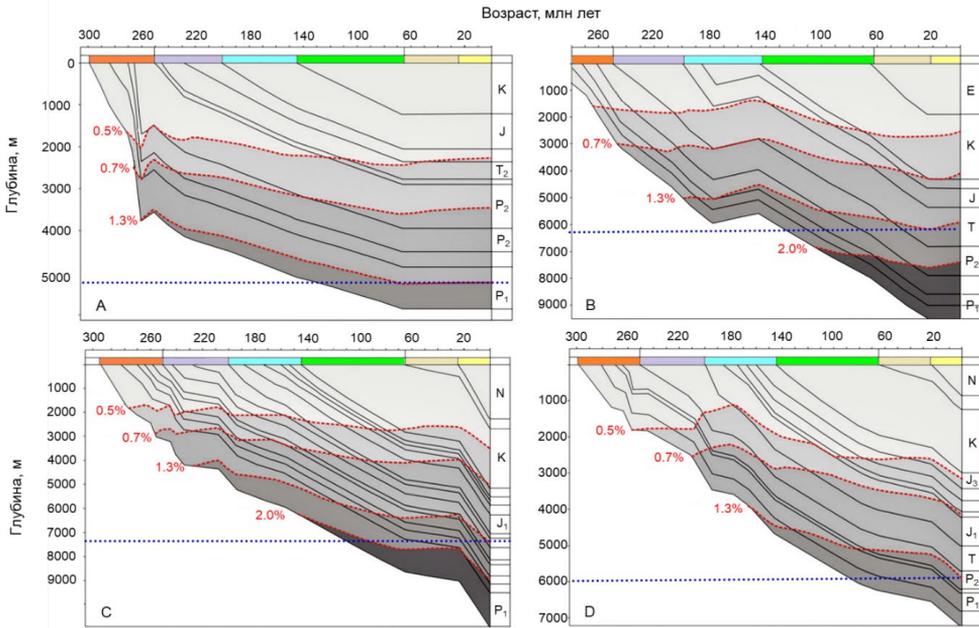
1 – Hongyan fault zone; 2 – SuoSuo Kuang depression; 3 – Shiyungtan uplift; 4 – Yunghee depression; 5 – Sangikwan uplift; 6 – Dibeil uplift; 7 – Hinyuan uplift; 8 – Sannan depression; 9 – Shihee uplift; 10 – Dishikwan depression; 11 – Dinnan uplift; 12 – Wukaiwan depression; 13 – Shazang folded zone; 14 – Shishuguo depression; 15 – Haung Saohi uplift; 16 – Shikuantan depression; 17 – Heishan uplift; 18 – Wutong Wozi depression; 19 – Yutai uplift; 20 – Beisantai uplift; 21 – Jimsar depression; 22 – Guhi uplift; 23 – Gucheng depression; 24 – Gudong uplift; 25 – Mulei depression; 26 – Fukang fault zone; 27 – Huomatu anticlinal zone; 28 – Qiugu folded zrog; 29 – Sikeshe depression; 30 – Chipayzi uplift; 31 – Hongchi fault zone; 32 – Zhong Guai uplift; 33 – Kibai fault zone; 34 – Wuhia fault zone; 35 – Mahu depression; 36 – Dabasong uplift; 37 – Pengjingsi depression; 38 – Mobei uplift; 39 – Mosuowan uplift; 40 – Donghai Daozhi depression; 41 – Baijiahai uplift; 42 – Fukang sag; 43 – Monan uplift; 44 – Shawang depression.

Большая часть залежей бассейна связана с этими отложениями.

Нефтематеринские породы представлены темными и карбонатными аргиллитами с тонкими и прерывистыми угольными прослоями. Содержание органики в темных аргиллитах от 0,03% до 4,04%, в карбонатных разностях – 0,46–24,6%, в углистых – 17,3–37,6%. со средними значениями около 29,5%. ТОС относится к смешанному типу II–III, что указывает на его происхождение во влажном климате.

В областях Жонггай-Шаван преобладает третий тип, а в депрессии Вулунгу органика относится к I–II типу, а её количество ниже, чем в остальных частях [35].

Нижнекаменноугольные породы оказываются погруженными на самые большие глубины и, соответственно, характеризуются большими значениями зрелости органического вещества (далее – ОВ). Эта часть разреза проходила через различные стадии погружения и температурного режима в зависимости



**Рисунок 8. Модели развития УВ-систем для различных элементов Джунгарского бассейна [16]**

**Figure 8. The reconstructed burial and thermal history for Junggar basin**

*A – прогиб Маху / Mahu sag; B – прогиб Пенл Хи (Пеньцизинси) / Penl Xi sag; C – прогиб Шаван / Shawan sag; D – прогиб Фуканг / Fukang sag*

от структурно-тектонического положения. Зрелость органики здесь меняется от 0,55 до 2,5%, достигая в отдельных разрезах 3,0% (скв. Мошен 1). В депрессиях Вукайвань и Дишуйкван верхнекаменноугольные разрезы характеризуются значениями  $R_o$  0,54–1,83%, которые возрастают к области Шазханг и Бейсантай (рис. 8). На территории Шикунтан, Чипайзи и Вулунгу эти значения сравнительно низкие [34]. Их генерационный потенциал оценивается в  $0,41 \times 10^2$ – $7,18 \times 10^2$  мг/г (УВ / ТОС), что позволяет их относить к хорошим материнским толщам.

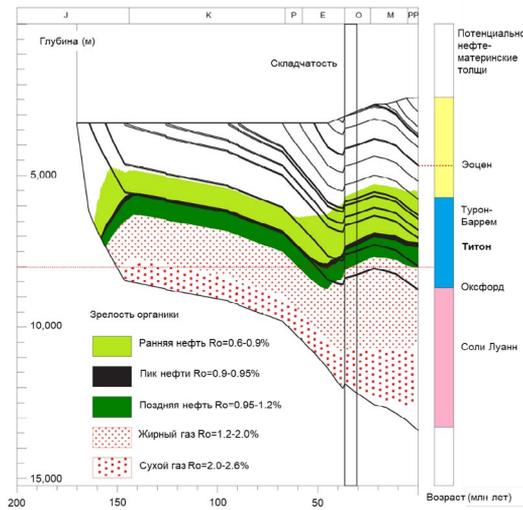
Во внутренних областях бассейна выделяются две основные генерирующие толщи: пермские отложения лагунного происхождения и каменноугольные – морские и переходные разности. С точки зрения распространения по площади, потенциально материнские толщи пермского, юрского и каменноугольного возраста, составляют 60, 30 и 2,25% соответственно. Палеогеографические реконструкции показывают, что отдельные области и обогащенные органикой интервалы проходили стадию «нефтяного окна» в различное время и на различных глубинах, сформировав весьма сложную многостадийную систему. Выполненное 1D моделирование по данным разведочных скважин показало,

что максимальная глубина достижения зрелости органикой в 1,3% меняется от 5000 до 7400 м (рис. 9).

**Мексиканский залив (складчатая область Пердидо)**

Свита Уилкокс (Wilcox) датируется верхним палеоценом-нижним эоценом и является одним из крупнейших объектов нефте- и газопоисковых работ в Мексиканском заливе (рис. 4). Детальные исследования этой части осадочного чехла начались более 90 лет назад, когда на территории штата Техас в ней были выявлены крупные залежи УВ. Одновременно в середине 90-х гг. более мелкие, преимущественно газовые месторождения были открыты в штатах Алабама, Миссисипи и Луизиана, а также в бассейне Бургос в Мексике.

Глубокие и сверхглубокие разрезы свиты стали объектом активного поиска в Мексиканском заливе приблизительно с 2001 г., сразу после первого открытия месторождения Баха (Баха AC 557 #2, забой 5843 м при глубине воды 2375 м) в Каньоне Аламинос, которое, несмотря на коммерческую неуспешность, подтвердило наличие как новой работающей УВ-системы, так и мощных песчаных коллекторов турбидитного происхождения.

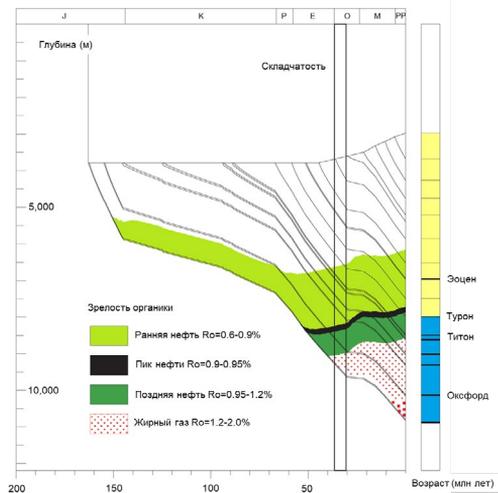


**Рисунок 9. Моделирование УВ-системы мезозоя – кайнозоя складчатого пояса Пердидо, позволившее обосновать перспективность глубоко залегающих песчаных комплексов Уилкоккс. Вариант первый – надсолевой [36]**

**Figure 9. Mesozoic HC System of Perdido fold belt, allowed to prove potential of deep terrigenous complexes in Wilcox formation. Version 1 supra salt [36]**

Основной источник титонского возраста достиг пика генерации нефти при погружении на глубину 6800–7200 м, а газовая фаза наступила на глубине в 8000 м. Органика эоцена (обогащенная ОВ толща показана коричневым) не дошла до фазы генерации УВ.

Main source rock of Tithonian age reached his oil generation peak at 6800–7200 m burial depth. And gas phase of generation started at 8000 m. Eocene organic matter (colored brown) did not reach its maturity.



**Рисунок 10. Моделирование УВ-системы мезозоя – кайнозоя складчатого пояса Пердидо, позволившее обосновать перспективность глубоко залегающих песчаных комплексов Уилкоккс. Вариант второй – бессолевой [36]**

**Figure 10. Mesozoic HC System of Perdido fold belt, allowed to prove potential of deep terrigenous complexes in Wilcox formation. Version 2 no salt [36]**

Пик генерации нефти находится на глубинах от 7700 до 8500 м, а возможность обнаружения конденсата – до 10000 м. Обогащенные органикой толщи эоцена находятся в начале «нефтяного окна».

Oil generation peak was reached at 7700-8500 burial depth interval, and condensate persectivity extended till 10000 m. Eocene sediments enriched with organic matter are at the beginning of "oil window" generation.

**Таблица 5. Основные характеристики сверхглубоких залежей УВ, в бассейнах Тарим и Сычуань [29]**

**Table 5. Main characteristics of ultra-deep HC fields in the Tarim and Sichuan basins [29]**

Бассейн Basin	Месторождение Field	Характеристики продуктивных пластов Characteristics of productive reservoir				Геологические запасы** Geological resources**
		глубина залегания, м depth, m	средняя температура, °C average temperature, °C	начальное пластовое давление, МПа initial reservoir pressure, MPa	тип коллектора reservoir type	
Тарим Tarim	Тахи Tahi	5350–6200	165	90	трещинный fractured	13,5×10 <sup>8</sup> т
	Шайбей Shaibei	6500–9000	190	104	трещинный fractured	17×10 <sup>8</sup> т ***
	Халахатанг Halahatang	5900–7100	170	104	трещинный fractured	2,5×10 <sup>8</sup> т
	Выступ Шантаогол Uplift Shantaogol	6600–8300	220	180	трещинный fractured	2×10 <sup>12</sup> м <sup>3</sup>
	Какуакраси-Дабей Kukakrasi Dabei	6000–8000	175	128	трещинно-поровый fracture-intergranular	3,5×10 <sup>12</sup> м <sup>3</sup>
Сычуань Sichuan	Кембрийские разрезы на северо-востоке бассейна Cambrian formations NW basin	8000–10000	Скв. Чуаншен 1, 180°C при забое 8420 м Chuanshen1	~150*	трещинно-поровый fracture-intergranular	10 <sup>8</sup> м <sup>3</sup> в интервале 4570–5414 м 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> in the range 4570–5414 m
	Свита Лейкоупо на западе бассейна Leikuopo Formation W basin	5000–8000	Скв. Чуанки 1, 166°C при забое 7560 м Chuanki 1	~130*	поровый, и смешанный трещинно-поровый fracture and mixed fracture-intergranular	2166×10 <sup>8</sup> м <sup>3</sup>
	Янба Yangba	6240–7300	160	147	трещинно-поровый fracture-intergranular	2,199×10 <sup>8</sup> м <sup>3</sup>
	Ануи Anuyi	4500–6000	161	78	трещинно-поровый fracture-intergranular	10,570×10 <sup>8</sup> м <sup>3</sup>
	Пугуанг Puguang	4800–5500	135	57	поровый intergranular	4,121×10 <sup>8</sup> м <sup>3</sup>
	«Сланцевый» газ Shale gas	3500–4500	155	97	поровый intergranular	более 212,5×10 <sup>12</sup> м <sup>3</sup> more than 212,5×10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup>

\*точные измерения на забое отсутствуют / no accurate readings on logging tools

\*\*выделены доказанные запасы / marked – proved reserves

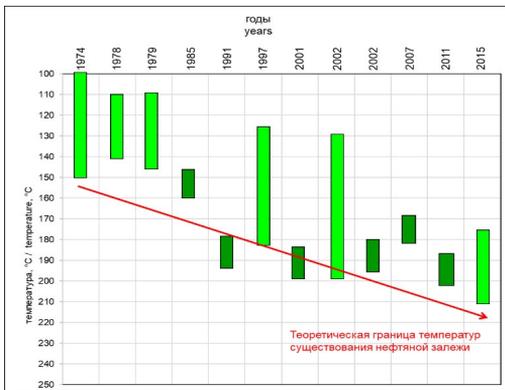
\*\*\*ресурсы

Хотя в разрезах Мексиканского залива отмечаются многочисленные обогащенные органикой толщи, основным источником УВ для свиты Уилкоккс (также, как и для Норфлет) считаются верхнеюрские отложения. На 2019 г. в районе складчатого пояса Пердидо эти комплексы не вскрыты бурением. Анализ геохимии образцов нефти и нефтепроявлений на дне океана показал, что наиболее вероятными источниками являются породы титонского и эоценового возраста, и некоторый потенциал сохраняется в отложениях баррема и турона.

Верхнеюрские отложения представлены обогащенными органикой глинистыми известняками, мергелями и карбонатными аргиллитами часто с высоким содержанием серы и керогеном II/III типа. Основываясь на методе аналогий, для толщ оксфорда

и титона содержание ТОС было принято от 0,5 до 2,5% вес., а для интервалов мела – 2,8–4,2% вес. Эоценовые поды относятся к глубокоководно-морскому типу, сложены пелагическими и гемипелагическими глинистыми разностями с органикой II/III типа и ТОС ~2,2%.

Изменения зрелости ОВ и времена генерации различных типов УВ сильно варьируют по территории Мексиканского залива. Однако в общем случае для глубокоководного комплекса пик генерации нефти приходится на интервал глубин 7600–10700 м, газа – 9100–12200 м (рис. 10, а–б). В конкретной области точное положение этих пиков зависит от совместного влияния разломов фундамента, положения автохтонных и аллохтонных эвапоритов, развития АВПД. Для об-



**Рисунок 11. Тенденция к переоценке температуры разрушения нефти и открытия глубоких залежей [37]**

**Figure 11. Trend of re-evaluation of temperatures for destruction of HC-accumulations, and deep discoveries [37]**

Светлым цветом показаны теоретические разработки, темным – открытия. Начиная с 1990-х гг., открытия иногда «опережают» теорию, заставляя пересматривать нижнюю границу распространения нефти в сторону её возрастания.

Theoretical assumptions are light-colored, and practical results – dark-colored. Since the 1990s, discoveries sometimes «outrun» the theory, forcing to revise the lower limit of oil accumulations.

ласти Пердидо, в которой располагается месторождение Трайдент, также важную роль играет относительное положение нефтематеринских толщ в сводовой или в синклинальной части структуры минибассейна [38].

Таким образом, опыт бурения на большие глубины показывает, что, вопреки традиционным воззрениям, наличие УВ-систем с возможностью формирования и сохранности как газовых, так и нефтяных залежей на глубинах свыше 6000 м – достаточно распространённое явление. Максимальные температуры в залежах, приводящие к разрушению нефтей, постоянно пересматриваются в сторону повышения (рис. 11) [37], что, в свою очередь, вызывает переоценку УВ потенциала многих

## ДОПОЛНИТЕЛЬНО

### Источник финансирования.

Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

### Конфликт интересов.

Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

### Вклад авторов.

Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции,

бассейнов. При этом объем запасов как нефти, так и газа, в сверхглубоких разрезах постоянно увеличивается, особенно в Китае. Сводка основных характеристик сверхглубоких залежей УВ в бассейнах Тарим и Сычуань приведена в табл. 5.

При этом непосредственно возможности подготовки каких-либо практических рекомендаций по выбору конкретных перспективных участков в пределах этих бассейнов на основе прогноза наличия и фазового состава залежей УВ невелики, поскольку осложнены целым рядом факторов. Тем не менее, целенаправленное изучение глубоких разрезов и систематизация большого массива фактических данных в итоге делает эту задачу вполне решаемой.

## Выводы

На данный момент времени изучение и освоение сверхглубоких залежей УВ (>6000 м) как с точки зрения геологических представлений, так и по уровню развития технологий является вполне рутинным процессом. Это не означает, что все проблемы прогноза решены, но говорит о том, что сформированы общие принципы оценки сверхглубоких разрезов, основанные, в первую очередь, на оценке динамики формирования как самих разрезов, так и залежей в них.

Существование действующих УВ-систем на указанных глубинах доказано десятками задокументированных примеров.

С большой степенью вероятности можно говорить о том, что границы изучения сверхбольших глубин в ближайшее время существенно опустятся (до >8000 м и более).

Несмотря на критическую зависимость сверхглубоких проектов от экономических показателей (в основном, цен на нефть), развитие и удешевление технологий также, как и в случае с т. н. «сланцевыми» разрезами, неизбежно приведёт к повышению эффективности проектов по освоению залежей нефти и газа на больших глубинах.

проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Хафизов С.Ф. – написание текста, аналитика, работа с источниками, редактирование рукописи; Куандыков Б.М. – общее руководство подготовкой, структурирование текста; Сынгаевский П.Е. – работа с источниками, подготовка литературного обзора, подготовка рисунков и табличных данных.

**ADDITIONAL INFORMATION**

**Funding source.** This study was not supported by any external sources of funding.

**Competing interests.** The authors declare that they have no competing interests.

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published

and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Sergey F. Khafizov – text writing, analytics, work with sources, manuscript editing; Baltabek M. Kuandykov – general management of preparation, text structuring; Pavel E. Syngayevsky – work with sources, preparation of literature review, preparation of figures and tabular data.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. *Perrodon A.* Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures. Paris : Masson Elf Aquitaine, 1980. 381 p.
2. *Magoon L.B., Beamont E.A.* Petroleum Systems. Exploring for Oil and Gas Traps. Treatise of Petroleum Geology. Handbook of Petroleum Geology. Ch. 3. USA : AAPG, 1994. 34 p.
3. *Magoon L.B., Dow W.G.* The petroleum system: From source to trap // AAPG Memoir. 1994. N 60. P. 3–24.
4. *Хафизов С. Ф., Косенкова Н. Н., Жемчужова В. А., и др.* Углеводородные системы. Теория и практика. Москва : Красанд, 2019. 197 с.
5. *Nadeau P.H., Bjørkum P.A., Walderhaug O.* Petroleum system analysis: impact of shale diagenesis on reservoir fluid pressure, hydrocarbon migration and biodegradation risks // Petroleum Geology Conference series. 2005. Vol. 6, N 1. P. 1267–1274. doi: 10.1144/0061267.
6. *Tissot B.P., Welte D.H.* Petroleum formation and occurrence. 2nd ed. Berlin : Springer Verlag, 1984.
7. *Murray A.P., Dawson D.A., Carruthers D., Larter S.* Reservoir Fluid Property Variation at the Metre-scale: Origin, Impact and Mapping in the Vincent Oil Field, Exmouth Sub-basin // Proc. Western Australian Basins Symposium, Perth; Aug 2013; Australia. Available from: [https://pesa.com.au/western\\_australian\\_basins\\_symposium\\_2013\\_murray-pdf](https://pesa.com.au/western_australian_basins_symposium_2013_murray-pdf).
8. *Hall L.S., Palu T.J., Murray A.P., et al.* Hydrocarbon prospectivity of the Cooper Basin // AAPG Bull. 2019. Vol. 103, N 1. P. 31–63. doi: 10.1306/05111817249.
9. *Stainforth J.G.* New insights into reservoir filling and mixing processes // Understanding petroleum reservoirs: Towards an integrated reservoir engineering and geochemical approach. Geol. Soc. London special publication 237. 2004. P. 115–132.
10. *Murray A., He Z.* Oil vs. Gas: What are the Limits to Prospect-Level Hydrocarbon Phase Prediction? // Search and Discovery Article #42513. 2020. doi: 10.1306/42513Murray2020.
11. *Вассоевич Н.Б.* Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР, сер. геол. 1967. № 11. С. 135–156.
12. *Neruchev S.G.* Katagenez raseyannogo organicheskogo veshchestva porod i generatsiya nefti i gaza v protsesse pogruzheniya osadkov. *Dokl. AN SSSR, ser. geol.* 1970;194(5):1186–1189. (In Russ).
13. *Feyzullayev A.A., Lerche I.* Temperature-depth control of petroleum occurrence in the sedimentary section of the South Caspian basin // Petroleum Research. 2020. Vol. 5, N 1. P. 70–76. doi: 10.1016/j.ptlrs.2019.10.003.
14. *Guo X., Hu D., Li Y., et al.* Theoretical Progress and Key Technologies of Onshore Ultra-Deep Oil/ Gas Exploration. // Engineering. 2019. Vol. 5, N 3. P. 458–470. doi: 10.1016/j.eng.2019.01.012.
15. *Sokolov V.A.* *Ocherki genezisa nefti.* M.-L.: Gosudarstvennoye nauchno-tehnicheskoye izdatel'stvo neftyanoy i gorno-toplivnoy literatury; 1948. 460 p. (In Russ).
16. *XiaoJun W., Yong S., Menglin Zh., et al.* Composite petroleum system and multi-stage hydrocarbon accumulation in Junggar Basin // China Petroleum Exploration. 2021. Vol. 26, Issue 4. P. 29–43. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.04.003.
17. *Chai Z., Chen Z., Liu H., et al.* Light hydrocarbons and diamondoids of light oils in deep reservoirs of Shuntuoguole Low Uplift, Tarim Basin: Implication for the evaluation on thermal maturity, secondary alteration and source characteristics // Marine and Petroleum Geology. 2020. Vol. 117. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104388.
18. *Orr W.L.* Changes in sulfur content and isotopic ratios of sulfur during petroleum maturation – study of Big Horn Basin Paleozoic oils // AAPG Bull. 1974. Vol. 58, N 11. P. 2295–318.
19. *Davis G.H., Northcutt R.A.* The Greater Anadarko Basin: An Overview of Petroleum Exploration and Development // Anadarko Basin Symposium circular 90; 1988; University of Oklahoma, Norman. Available from: <https://ogs.ou.edu/docs/circulars/C89.pdf>.
20. *Zhao X., Jin Q., Jin F., et al.* Origin and accumulation of high-maturity oil and gas in deep parts of the Baxian Depression, Bohai Bay Basin, China // Pet. Sci. 2013. Vol. 10. P. 303–313. doi: 10.1007/s12182-013-0279-0.

21. Qi L.X. Oil and gas breakthrough in ultra-deep Ordovician carbonate formations in Shuntuoguole Uplift, Tarim Basin // *China Pet. Explor.* 2016. Vol. 21, N 03. P. 38–51. (In Chinese).
22. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине // *Геофизический журнал.* 2014. Т. 36, № 4. С. 3–23.
23. Guangyou Zh., Li J., Zhang Zh., et al. Stability and cracking threshold depth of crude oil in 8000 m ultra-deep reservoir in the Tarim Basin // *Fuel.* 2020. Vol. 282. doi: 10.1016/j.fuel.2020.118777.
24. Wang Yu., Zhang Sh., Wang F., et al. Thermal cracking history by laboratory kinetic simulation of Paleozoic oil in eastern Tarim Basin, NW China, implications for the occurrence of residual oil reservoirs // *Organic Geochemistry.* 2006. Vol. 37, Issue 12. P. 1803–1815. doi: 10.1016/j.orggeochem.2006.07.010.
25. Zhu G., Zhang Zh., Zhou X., et al. Preservation of ultra-deep liquid oil and its exploration limit // *American Chemical Society // Energy & Fuels.* 2018. Vol. 32, Issue 11. doi: 10.1021/acs.energyfuels.8b01949.
26. Cao L.Y. The hydrocarbon accumulation mechanism of Dabei–Kelasu structural zone in Kuqa Depression; dissertation. Beijing: China University of Geosciences, 2010. (In Chinese).
27. sipes.org [Internet]. Texas: Society of Independent Professional Earth Scientists [дата обращения: 09.07.2021]. Доступ по ссылке: <https://sipes.org/wp-content/uploads/2014/08/quarterlyMay10.pdf>.
28. Li Ya., Xue Zh., Cheng Zh., et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China // *China Petroleum and Chemical Corporation.* 2020. Vol. 25. N 1. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.01.005.
29. Xu Ch., Zou W., Yang Yu., et al. Status and prospects of deep oil and gas resources exploration and development onshore China // *Journal of Natural Gas Geoscience.* 2018. Vol. 3, Issue 1. P. 11–24. doi: 10.1016/j.jnggs.2018.03.004.
30. Куандықов Б.М., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формирование и сохранение коллекторов на больших (>6,000 м) глубинах // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана.* 2022. №1(10). С. 11–26. doi: 10.54859/kjogi100605.
31. He H., Tuzhi F., Xuji G., et al. Major achievements in oil and gas exploration of PetroChina during the 13th Five-Year Plan period and its development strategy for the 14th Five-Year Plan // *China Petroleum Exploration.* 2021. Vol. 26, N 1. P. 43–54. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.01.004.
32. Henian L., Buqing Sh., Liangqing X., et al. Major achievements of CNPC overseas oil and gas exploration during the 13th Five-Year Plan and prospects for the future // *China Petroleum Exploration.* 2020. Vol. 25, N 4. P. 1–10. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.04.001. (In Chinese).
33. Wenzhi Zh., Suyun H., Wei L., et al. The multi-staged “golden zones” of hydrocarbon exploration in superimposed petroliferous basins of onshore China and its significance // *Petroleum Exploration and Development.* 2015. Vol. 42, Issue 1. P. 1–13. doi: 10.1016/S1876-3804(15)60001-5.
34. Dai J. *Giant Coal-Derived Gas Fields and Their Gas Sources in China.* Elsevier Inc.; 2016. 582 p.
35. Zhaoxu M., Wang F., Yang Yo., et al. Evaluation of the potentiality and suitability for CO<sub>2</sub> geological storage in the Junggar Basin, northwestern China // *International Journal of Greenhouse Gas Control.* 2018. Vol. 78. P. 62–72. doi: 10.1016/j.ijggc.2018.07.024.
36. Wang Ya., Jia D., Pan J., et al. Multiple-phase tectonic superposition and reworking in the Junggar Basin of northwestern China— Implications for deep seated petroleum exploration // *AAPG Bulletin.* 2018. Vol. 102, N 8. P. 1489–1521. doi: 10.1306/10181716518.
37. Zou C., Jinhu D., Chunchun X., et al. Formation, distribution, resource potential, and discovery of Sinian–Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China // *Petroleum Exploration and Development.* 2014. Vol. 41, Issue 3. P. 306–325. doi: 10.1016/S1876-3804(14)60036-7.
38. Fiduk Joseph C., Weimer P., Trudgill D.B., et al. Quefelec. The Perdido Fold Belt, Northwestern Deep Gulf of Mexico, Part 2: Seismic Stratigraphy and Petroleum Systems // *AAPG Bulletin.* 1999. Vol. 83, N 4. P. 578–612.

## REFERENCES

1. Perrodon A. *Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures.* Paris: Masson Elf Aquitaine; 1980. 381 p.
2. Magoon LB, Beamont EA. *Petroleum Systems. Exploring for Oil and Gas Traps. Treatise of Petroleum Geology. Handbook of Petroleum Geology.* Ch. 3. USA: AAPG; 1994. 34 p.
3. Magoon LB, Dow WG. The petroleum system: From source to trap. *AAPG Memoir.* 1994;60:3–24.
4. Khafizov SF, Kosenkova NN, Zhemchugova VA, et al. *Uglevodородnyye sistemy.* Teoriya i praktika. Moscow: Krasand, 2019. 197 p. (In Russ).
5. Nadeau PH, Bjørkum PA, Walderhaug O. Petroleum system analysis: impact of shale diagenesis on reservoir fluid pressure, hydrocarbon migration and biodegradation risks. *Petroleum Geology Conference series.* 2005;6(1):1267–1274. doi: 10.1144/0061267.
6. Tissot BP, Welte DH. *Petroleum formation and occurrence.* 2nd ed. Berlin: Springer Verlag; 1984.
7. Murray AP, Dawson DA, Carruthers D, Larter S. Reservoir Fluid Property Variation at the Metrescale: Origin, Impact and Mapping in the Vincent Oil Field, Exmouth Sub-basin. *Proc. Western Australian*

- Basins Symposium, Perth; Aug 2013; Australia. Available from: [https://pesa.com.au/western\\_australian\\_basins\\_symposium\\_2013\\_murray-pdf/](https://pesa.com.au/western_australian_basins_symposium_2013_murray-pdf/).
8. Hall LS, Palu TJ, Murray AP, et al. Hydrocarbon prospectivity of the Cooper Basin. *AAPG Bull.* 2019;103(1):31–63. doi: 10.1306/05111817249.
  9. Stainforth JG. New insights into reservoir filling and mixing processes. Understanding petroleum reservoirs: Towards an integrated reservoir engineering and geochemical approach. *Geol. Soc. London special publication* 237. 2004;115–132.
  10. Murray A, He Z. Oil vs. Gas: What are the Limits to Prospect-Level Hydrocarbon Phase Prediction? *Search and Discovery Article #42513*. 2020. doi: 10.1306/42513Murray2020.
  11. Vassoyevich NB. Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefiti (istoricheskii obzor i sovremennoye sostoyaniye). *Izv. AN SSSR, ser. geol.* 1967;11:135–156. (In Russ).
  12. Neruchev SG. Katagenез rasseyanogo organicheskogo veshchestva porod i generatsiya nefiti i gaza v protsesse pogruzheniya osadkov. *Dokl. AN SSSR, ser. geol.* 1970;194(5):1186–1189. (In Russ).
  13. Feyzullayev AA, Lerche I. Temperature-depth control of petroleum occurrence in the sedimentary section of the South Caspian basin. *Petroleum Research.* 2020;5(1):70–76. doi: 10.1016/j.ptlrs.2019.10.003.
  14. Guo X, Hu D, Li Y, et al. Theoretical Progress and Key Technologies of Onshore Ultra-Deep Oil/Gas Exploration. *Engineering.* 2019;5(3):458–470. doi: 10.1016/j.eng.2019.01.012.
  15. Sokolov VA. *Ocherki genezisa nefiti*. M.-L.: Gosudarstvennoye nauchno-tehnicheskoye izdatel'stvo neftyanoy i gorno-toplivnoy literatury; 1948. 460 p. (In Russ).
  16. Xiaojun W, Yong S, Menglin Z, et al. Composite petroleum system and multi-stage hydrocarbon accumulation in Junggar Basin. *China Petroleum Exploration.* 2021;26(4):29–43. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.04.003.
  17. Guangyou Z, Li J, Zhang Z, et al. Stability and cracking threshold depth of crude oil in 8000 m ultra-deep reservoir in the Tarim Basin. *Fuel.* 2020;282. doi: 10.1016/j.fuel.2020.118777.
  18. Orr WL. Changes in sulfur content and isotopic ratios of sulfur during petroleum maturation – study of Big Horn Basin Paleozoic oils. *AAPG Bull.* 1974;58(11):2295–318.
  19. Davis GH, Northcutt RA. The Greater Anadarko Basin: An Overview of Petroleum Exploration and Development. Anadarko Basin Symposium circular 90; 1988; University of Oklahoma, Norman. Available from: <https://ogs.ou.edu/docs/circulars/C89.pdf>.
  20. Zhao X, Jin Q, Jin F, et al. Origin and accumulation of high-maturity oil and gas in deep parts of the Baxian Depression, Bohai Bay Basin, China. *Pet. Sci.* 2013;10:303–313. doi: 10.1007/s12182-013-0279-0.
  21. Qi LX. Oil and gas breakthrough in ultra-deep Ordovician carbonate formations in Shuntuoguole Uplift, Tarim Basin. *China Pet. Explor.* 2016;21(03):38–51. (In Chinese).
  22. Lukin AY. Hydrocarbon potential of great depths and prospects of its development in Ukraine. *Geofizicheskij zhurnal.* 1991;36(4):3–23. (In Russ.).
  23. Chai Z, Chen Z, Liu H, et al. Light hydrocarbons and diamondoids of light oils in deep reservoirs of Shuntuoguole Low Uplift, Tarim Basin: Implication for the evaluation on thermal maturity, secondary alteration and source characteristics. *Marine and Petroleum Geology.* 2020;117. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104388.
  24. Wang Y, Zhang S, Wang F, et al. Thermal cracking history by laboratory kinetic simulation of Paleozoic oil in eastern Tarim Basin, NW China, implications for the occurrence of residual oil reservoirs. *Organic Geochemistry.* 2006;37(12):1803–1815. doi: 10.1016/j.orggeochem.2006.07.010.
  25. Zhu G, Zhang Z, Zhou X, et al. Preservation of ultra-deep liquid oil and its exploration limit // American Chemical Society. *Energy & Fuels.* 2018;32(11). doi: 10.1021/acs.energyfuels.8b01949.
  26. Cao LY. *The hydrocarbon accumulation mechanism of Dabai–Kelasu structural zone in Kuqa Depression* [dissertation]. Beijing: China University of Geosciences; 2010. (In Chinese).
  27. sipes.org [Internet]. Texas : Society of Independent Professional Earth Scientists [cited Jul 09, 2021]. Available from: <https://sipes.org/wp-content/uploads/2014/08/quarterlyMay10.pdf>.
  28. Li Y, Xue Z, Cheng Z, et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China. *China Petroleum and Chemical Corporation.* 2020;25(1). doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.01.005.
  29. Xu C, Zou W, Yang Y, et al. Status and prospects of deep oil and gas resources exploration and development onshore China. *Journal of Natural Gas Geoscience.* 2018;3(1): 11–24. doi: 10.1016/j.jnggs.2018.03.004.
  30. Kuandykov BM, Syngaevskii PE, Hafizov SF. Formation and preservation of reservoirs at great depth. *Kazakhstan Journal for oil & gas industry.* 2022;1(10):11–26. doi: 10.54859/kjogi100605.
  31. He H, Tuzhi F, Xujie G, et al. Major achievements in oil and gas exploration of PetroChina during the 13th Five-Year Plan period and its development strategy for the 14th Five-Year Plan. *China Petroleum Exploration.* 2021;26(1):43–54. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.01.004.
  32. Henian L, Buqing S, Liangqing X, et al. Major achievements of CNPC overseas oil and gas exploration during the 13th Five-Year Plan and prospects for the future. *China Petroleum Exploration.* 2020;25(4):1–10. doi: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.04.001. (In Chinese).

33. Wenzhi Z, Suyun H, Wei L, et al. The multi-staged “golden zones” of hydrocarbon exploration in superimposed petroliferous basins of onshore China and its significance. *Petroleum Exploration and Development*. 2015;42(1):1–13. doi: 10.1016/S1876-3804(15)60001-5.
34. Dai J. *Giant Coal-Derived Gas Fields and Their Gas Sources in China*. Elsevier Inc.; 2016. 582 p.
35. Zhaoxu M, Wang F, Yang Y, et al. Evaluation of the potentiality and suitability for CO<sub>2</sub> geological storage in the Junggar Basin, northwestern China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2018;78:62–72. doi: 10.1016/j.ijggc.2018.07.024.
36. Wang Y, Jia D, Pan J, et al. Multiple-phase tectonic superposition and reworking in the Junggar Basin of northwestern China— Implications for deep seated petroleum exploration. *AAPG Bulletin*. 2018;102(8):1489–1521. doi: 10.1306/10181716518.
37. Zou C, Jinhu D, Chunchun X, et al. Formation, distribution, resource potential, and discovery of Sinian–Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*. 2014;41(3):306–325. doi: 10.1016/S1876-3804(14)60036-7.
38. Fiduk Joseph C, Weimer P, Trudgill DB, et al. Queffelec. The Perdido Fold Belt, Northwestern Deep Gulf of Mexico, Part 2: Seismic Stratigraphy and Petroleum Systems. *AAPG Bulletin*. 1999;83(4):578–612.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ****\*Хафизов Сергей Фаизович**

докт. геол.-мин. наук, профессор

ORCID [0000-0003-1426-7649](https://orcid.org/0000-0003-1426-7649)

Scopus ID: 55945999800

WoS Researcher ID: HGC-4170-2022

e-mail: [khafizov@gubkin.ru](mailto:khafizov@gubkin.ru).

**Куандыков Балтабек Муханович**

докт. геол.-мин. наук

ORCID [0009-0005-3696-8376](https://orcid.org/0009-0005-3696-8376)

e-mail: [bmku@meridianpetroleum.kz](mailto:bmku@meridianpetroleum.kz).

**Сынгаевский Павел Евгеньевич**

ORCID [0009-0000-5035-1202](https://orcid.org/0009-0000-5035-1202)

канд. геол.-мин. наук

e-mail: [pavel.syngaevsky@chevron.com](mailto:pavel.syngaevsky@chevron.com).

**AUTHORS' INFO****\*Sergey F. Khafizov**

Doct. Sc. (Geology and Mineralogy), professor

ORCID [0000-0003-1426-7649](https://orcid.org/0000-0003-1426-7649)

Scopus ID: 55945999800

WoS Researcher ID: HGC-4170-2022

e-mail: [khafizov@gubkin.ru](mailto:khafizov@gubkin.ru).

**Baltabek M. Kuandykov**

Doct. Sc. (Geology and Mineralogy)

ORCID [0009-0005-3696-8376](https://orcid.org/0009-0005-3696-8376)

e-mail: [bmku@meridianpetroleum.kz](mailto:bmku@meridianpetroleum.kz).

**Pavel E. Syngaevsky**

ORCID [0009-0000-5035-1202](https://orcid.org/0009-0000-5035-1202)

Cand. Sc. (Geology and Mineralogy)

e-mail: [pavel.syngaevsky@chevron.com](mailto:pavel.syngaevsky@chevron.com).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author