

УДК 553.98

МРНТИ 38.53.17

<https://doi.org/10.54859/kjogi108587>

## ОБЗОР НЕКОТОРЫХ СВЕРХГЛУБОКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ, НЕ ДОСТИГШИХ НАЧАЛЬНЫХ ЦЕЛЕЙ

**С.Ф. Хафизов<sup>1</sup>, П.Е. Сынгаевский<sup>2</sup>**<sup>1</sup> РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Россия<sup>2</sup> Chevron, Хьюстон, Техас, США

При участии авторов в 2020–22 гг. в журнале «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» был опубликован ряд статей, в которых анализировался опыт поисково-разведочных работ и освоения залежей на сверхбольших глубинах (более 6000 м). Поскольку промышленность накопила значительное количество успешно реализованных сверхглубоких проектов, может сложиться впечатление, что такие проекты в принципе имеют повышенные шансы на успех. Это не так: при их реализации геолого-технологические и, главное, организационные и коммерческие проблемы возникают даже чаще, чем при освоении более традиционных запасов.

Рассмотренные в данной работе проекты, оказавшиеся некоммерческими, охватывают практически весь спектр возможных случаев различных структурно-тектонических условий: предгорные депрессии и внутрикратонные бассейны, побережья, шельфовые и глубоководные оффшорные участки. Стратиграфически временной интервал охватывает отложения от миоцена до нижнего палеозоя (силур) и самые разнообразные литофациальные комплексы. На основании обобщения выведен перечень возможных причин принятия неудачных решений.

**Ключевые слова:** сверхглубокие разрезы, коллекторы, углеводородные системы, некоммерческое открытие, геологический успех.

### Почему происходят неудачи крупных проектов?

Проанализировав более 300 крупных индустриальных мегапроектов стоимостью выше 1 млрд долл. США (на 2010 г.), Э. Мэрроу (E. Merrow) утверждал, что почти 65% из них не достигли прогнозируемых результатов [1]. В ряде случаев эта цифра доходила даже до 72–75%, при этом иногда какая-то прибыль была получена, но значительно меньше предсказанного успеха [1]. Обобщив данные, предоставленные ему инжиниринговой компанией Engineering and Operations E.I. DuPont & Company, а также используя собственный более чем тридцатилетний опыт работ в Independent Project Analysis, Inc., он выделил наиболее типичные причины неудач:

1. Нежелание делиться результатами и, как следствие, принятия на себя всех рисков.

2. Требование немедленного успеха.

3. Недостаточная проработанность «мелких» деталей проекта.

4. Сокращение затратной части на 20% и более после начала проекта.

5. Нежелание нести дополнительные затраты в случае их возникновения.

6. Попытка переложить риски и/или стоимость на фирмы-подрядчики.

7. Увольнения и перестановки менеджеров проекта при первых расхождениях и/или удорожании планов.

К слову, последнее является не менее (если не более) важным, чем остальные причины. Существует мнение, что смена менеджера проекта повышает шансы на успехи любого, а не только высокотехнологичного проекта на 50%, а смена всей команды – на все 80%. Желательно также помнить, что изменение содержания является причиной неудачи проекта примерно в 80% случаев [2]. В целом можно констатировать, что основные причины возникающих проблем связаны не с какой-то определенной сложностью таких мероприятий, а с банальным нарушением сложившейся практики управления проектами (Project Management).

К сожалению, полученные Э. Мэрроу (E. Merrow) выводы в полной мере относятся и к нефтегазовым работам, и, в первую

очередь, к поискам газа в сверхглубоких разрезах прибрежных и континентальных частей США, Мексики и Канады. К некоторым исключительно сложным проектам как крупных международных корпораций, так и различных частных компаний вполне можно применить фразу английского писателя Адамса Дугласа: «Люди почти уникальны в способности учиться на опыте других и также замечательны своим явным нежеланием это делать». К началу 2022 г. приходится признать, что многие руководители и технические лидеры компаний, начавших поиски «глубокого газа», не только не учитывали неудачные результаты сделанных ранее попыток, но и нередко сознательно игнорировали их. В значительно большем масштабе эта история повторилась и с так называемой «сланцевой революцией».

**«У успеха тысяча отцов,  
а неудача – всегда сирота!»<sup>1</sup>**

Имеется по крайней мере несколько объективных факторов, существенно затрудняющих возможность оценки сверхглубоких разрезов с некоммерческими запасами и/или углеводородными (далее – УВ) проявлениями. По очевидным причинам такая информация не рекламируется и почти не публикуется. Конкретные геолого-геофизические данные мало включаются в академические работы и редко упоминаются в технических обсуждениях. Особенно это касается компаний-операторов или их партнеров – участников проекта, располагающих всеми исходными материалами.

Помимо временного параметра, отдельные залежи представляют различный интерес в зависимости от колебаний цен на сырьё и разработку, необходимо учитывать ещё и сопутствующую экономическую географию. Так, серия расположенных рядом небольших месторождений в случае обнаружения более крупного объекта может перейти в категорию перспективных. Примером может служить складчатая область Пердидо (Perdido) в акватории Мексиканского залива (на границе США и Мек-

сики), где месторождение Большая Белая (вид акул; Great White), блок AC 870<sup>2</sup>, открытое в 2002 г., дало «вторую жизнь» обнаруженным более мелким залежам (Баха (Baja), март 2001 г.; Тигр (Tiger), 2004 г. и Кит (Whale), апрель 2017 г.), а затем привела к ещё одному значительному открытию – месторождение Леопард (Leopard, блок AC 691) с суммарными нефтенасыщенными мощностями свит Уилкоккс (Wilcox) и Фрио (Frio) в 183 м (май 2021 г), которое находится сейчас на стадии оценки<sup>3</sup>.

Определенную роль в получаемой исходной информации может играть и централизованная геополитика. Например, в Китайской Народной Республике в 2008–2016 гг. все скважины, пробуренные в акватории Жёлтого моря, в которых на данных шламметрии отмечалось увеличение компонентов C<sub>1</sub>/C<sub>2</sub>, обозначались в исходных документах как «открытия». Правда, затем к большинству пришлось добавлять прилагательное «некоммерческие».

Как правило, для своего развития большинству нефтегазовых компаний требуется кредитование. Начиная примерно с 2014–2016 гг., можно наблюдать формирование международного картельного сговора финансовых структур и банков, направленного на контроль и монополизацию рынка энергетики. При развитии конкуренции между независимыми производителями происходит снижение стоимости продукта (в данном случае – УВ сырья). Соответственно, при этом снижаются цены и для основной массы потребителей энергии. Для получения так называемых «сверхприбылей» необходимо вывести основную часть производителей с рынка услуг. Чтобы снизить влияние частных компаний, достаточно ограничить или прекратить их кредитную поддержку. В результате создается нехватка продукта, и оставшиеся «игроки» могут реализовывать свою продукцию в меньших объемах, но за большую цену. Для достижения максимального эффекта такие действия закрепляются на законодательном уровне, освобождая место для так называемых «чистых» источ-

<sup>1</sup> Изречение ошибочно приписывается Джорджу Вашингтону (George Washington). Оно было сформулировано одним из родственников Бенито Муссолини (Benito Mussolini), но приобрело известность после выступления Джона Кеннеди (John Kennedy), взявшего на себя ответственность за поражение в заливе Свиней (Bahía de los Cochinos) на Кубе в 1961 г.

<sup>2</sup> Перспективные объекты в пределах Аламино Каньон (Alamínos Canyon – AC) в юго-западной части глубоководного шельфа США в Мексиканском заливе

<sup>3</sup> По предварительной оценке извлекаемые запасы превышают 200 млн барр., что однозначно указывает на коммерческий успех (<https://www.oedigital.com/news/487540-shell-makes-significant-discovery-in-deepwater-gulf-of-mexico>).

ников энергии. При этом если потребление энергии будет расти, то за условную единицу придется платить значительно больше, и эта разница может покрываться только за счёт конечного потребителя. В несколько большем масштабе это приведет к ещё одному, более крутому, витку инфляции, а при «удачном» сочетании с другими негативными факторами – затяжному кризису.

С 2001 по 2017 г. занимавшая пост вице-президента по разведке и новым проектам Noble Energy Сьюзан Каннингхэм (S. Cunningham) на внутреннем совещании с участием одного из авторов четко обозначила позицию этой компании: «Мы даем много дешевой энергии». Однако такой подход не предусматривал быстрого получения сверхприбыли, и во время падения цен в 2015 г. компания подверглась атаке как со стороны внутренних инвесторов, так и со стороны внешних политических «партнеров»<sup>4</sup>. Это ожидаемо привело к вынужденному сокращению её операций, продаже части активов и поглощению в октябре 2020 г. международной корпорацией, причём за минимальную стоимость.

В современной ситуации энергетические компании вынуждены проявлять достаточную гибкость не только в оценке коммерческой значимости нефтегазового проекта, но и рассматривать возможность его сочетания с новыми источниками. Таким примером вероятной в ближайшем будущем интеграции может быть комбинирование источников энергии на заправках, где помимо традиционных – бензина и дизтоплива, будет возможность получить газ и электричество. В своем интервью корреспондентам издательства Washington Post руководитель компании Шеврон (Chevron) Майкл Вирт (Michael Wirth) указал на абсолютную необходимость такого интегрированного подхода [3]. По его мнению, именно с такими решениями будут связаны успешное будущее и развитие корпорации, а также карьера молодых специалистов.

Кроме того, в компании Chevron была специально собрана библиотека внутреннего пользования, в которой обобщены примеры неудачных решений и проектов.

Возможность структурирования и обработки такой базы данных позволила получить дополнительные результаты для обоснования прогнозов и повышения достоверности оценки рисков, связанных с поисками.

Другим принципиальным моментом является необходимость «адаптации» сложных проектов к постоянно меняющимся условиям. Один из сверхглубоких газовых проектов в Венском бассейне (Австрия) имел ограниченную экономическую значимость. Однако на глубинах более 6200 м были вскрыты интервалы коллекторов, которые было предложено использовать для закачки попутного CO<sub>2</sub>. При этом успешно выполняются по крайней мере два требования: получение дешевой (насколько это возможно) энергии и сокращение выбросов в атмосферу природных газов, вызывающих парниковый эффект. Анализ отложений этих комплексов на территории Польши показал, что они могут обеспечить объёмы для захоронения попутного CO<sub>2</sub>, необходимые на следующие 248 лет [4].

### **Бассейн Анадарко**

Бассейн Анадарко (Anadarko) расположен в западной части штатов Оклахома и Канзас, юго-восточной части штата Колорадо и северо-восточной штата Техас. Его площадь составляет около 182000 км<sup>2</sup>, а мощность осадочного чехла в наиболее погруженной части достигает 12000 м. Основными нефте- и газоносными отложениями являются разрезы от нерасчлененного кембрий-ордовика до пермского периода, в которых выявлено 10 гигантских (более 100 млн барр.) нефтяных и 15 крупных (более 1000 млрд куб. футов) газовых месторождений. Бассейн является одной из целой серии заложенных в нижнем палеозое, вытянутых структур простирания с северо-запада на юго-восток (рис. 1). На юге и востоке он ограничен зонами крупных разрывных нарушений и связанных с ними возвышенностей. С этим бассейном связаны первые попытки и первые неудачи поисков и разработки сверхглубоких залежей углеводородов.

<sup>4</sup> В первую очередь, совместных действий правительств Израиля и Турции, т.е. самому невероятному альянсу.



Рисунок 1. Общая палеогеография плато Колорадо, на период Верхней Пенсильванской системы (300 млн лет). Заложение серии бассейнов простираения Северо-Запад – Юго-Восток [5]\*

Ma – миллионы лет;

mi – мили;

km – километры.

\*На сайте есть указание, что в 2014 г. были сделаны дополнения – уточнения возрастных границ.

### Берта Рождерс (Bertha Rogers)

#### №1-27

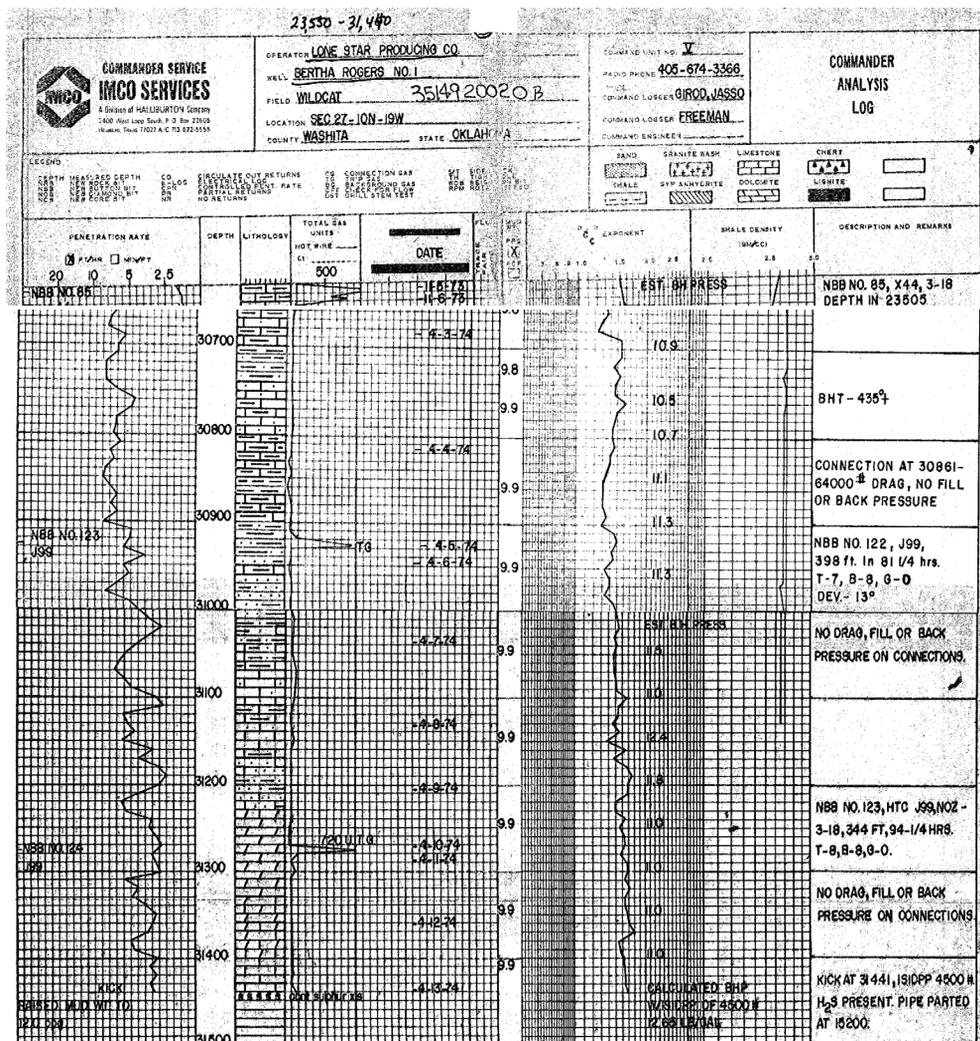
Одна из первых в мире сверхглубокая продуктивная скважина была пробурена компанией Одинокая Звезда (Lone Star Producing Co). Эта небольшая компания была образована в штате Оклахома частными инвесторами Хефнер, Гловер и Кеннеди (Hefner Sr R.A., Glover, Kennedy, J.L.).

Основной её задачей ставился поиск залежей углеводородов на больших и сверхбольших глубинах в бассейне Анадарко (Anadarko). Первая попытка была сделана ещё в 1967 г., когда скважина достигла глубины в 7459,4 м и, согласно архивным данным, в ней был получен приток газа, но его оказалось недостаточно для покрытия расходов, которые составили около

6,5 млн долл. США. В то время стоимость обычной скважины в Оклахоме составляла первые сотни тысяч долларов, т.е. в десятки раз меньше. Эта неудача не остановила Хейфнера, и в 1972 г. недалеко от г. Элк, штат Оклахома, он пробурил вторую скв. Баден (E.R. Baden) №1, которая достигла забоя в 9159,2 м и также оказалась неудачной.

Абсолютный рекорд был поставлен в апреле 1974 г., когда скв. Берта Роджерс (Bertha Rogers) № 1-27 (графство Вашита,

Оклахома) вскрыла газоносный коллектор на отметке 9583,22 м. Согласно полевым отчетам, температура на забое достигла 246°C, а давление – 171–173 МПа. Однако значения, приведенные на шлагограмме, несколько меньше (рис. 2–3). На циркуляцию шлама к устью скважины уходило до 8 ч. Неконтролируемый приток газа с H<sub>2</sub>S не позволил выполнить запланированный объем каротажных работ и испытаний нижней части. Несмотря на подтвержденную продуктивность карбонатного разреза



**Рисунок 2. Фрагмент шлагограммы с призабойного участка скважины**  
 На отметке в 9583,22 м (31,441 фута) произошел выброс газа с большим содержанием H<sub>2</sub>S. Также в разрезе было отмечено значительное присутствие переработанных остатков углеводородов асфальтового типа.  
 При плотности бурового раствора 1,19 г/см<sup>3</sup> давление на забое превысило 137,9 МПа (20000 psi), а температура – 224°C (435°F). 13 апреля 1974 г. было принято решение о завершении бурения, ликвидации нижнего интервала и переходу к опробыванию вышележащих продуктивных пластов Гранитного мыса.

## BOREHOLE COMPENSATED SONIC LOG

**Schlumberger**

COUNTY WASHITA FIELD or WILDCAT LOCATION SEC. 27-10N-19W WELL BERTHA ROGERS NO. 1 COMPANY LONE STAR PRODUCING COMPANY	COMPANY LONE STAR PRODUCING COMPANY 35.149.20020 WELL BERTHA ROGERS NO. 1 FIELD WILDCAT COUNTY WASHITA STATE OKLAHOMA LOCATION: API Serial No. _____ C-SE Sec. 27 Twp. <del>10N</del> Rge. 19W Other Services: DIL/I-ES FDC-GR CNL/FDC-GR CALIPER HDT Permanent Datum: GROUND LEVEL, Elev.: 1893 Log Measured From K.B., 29 Ft. Above Perm. Datum Drilling Measured From K.B. Elev.: K.B. 1922 D.F. 1920 G.I. 1893
---	--

Date	4-22-73	10-18-73	11-8-73	2-26-74
Run No.	ONE	TWO	THREE	FOUR
Depth-Driller	14,200	22,600	23,550	29,329
Depth-Logger	14,208	22,610	23,555	29,329
Blm. Log Interval	14,201	22,602	23,549	29,320
Top Log Interval	4600	14,202	22,400	23,558
Casing-Driller	20 @4604	14 @4,199	14 @4,199	9 5/8 @23,550
Casing-Logger	4600	14,202	14,202	23,558
Bit Size	17 1/2	12 1/4	12 1/4	7 7/8
Type Fluid in Hole	FGM-C	FM-CHEM.	CHEM-BARITE	SALT BRINE
Dens.	10.2	17.0	17.0	10.1
Visc.	38	55	55	50
pH	11.2	10.9	11.0	11.2
Fluid Loss	10.2 ml	2.0 ml	2.0 ml	17.2 ml
Source of Sample	CIRCULATED	CIRCULATED	CIRCULATED	MUD PIT
R <sub>m</sub> @ Meas. Temp.	2.60 @ 76 °F	0.92 @ 85 °F	1.05 @ 72 °F	0.08 @ 60 °F
R <sub>mf</sub> @ Meas. Temp.	2.22 @ 76 °F	0.49 @ 80 °F	0.50 @ 70 °F	0.08 @ 60 °F
R <sub>mc</sub> @ Meas. Temp.	--- @ --- °F	--- @ --- °F	--- @ --- °F	--- @ --- °F
Source: R <sub>mf</sub> R <sub>mc</sub>	M ---	M ---	M ---	---
R <sub>m</sub> @ BHT	1.16 @ 179 °F	0.26 @ 298 °F	0.25 @ 302 °F	0.01 @ 385
Circulation Stopped	21 HOURS	27 HOURS	27 HOURS	52 HOURS
TIME	---	---	---	---
Max. Rec. Temp.	179 °F	298 °F	305 °F	390 °F
Equip. Location	5638 DUN.	7641 WOOD.	7638 WOOD.	3301 WOOD.
Recorded By	SMITH	HARRIS, SIMS	BAKER, HARRIS	HARRIS, PALMER
Witnessed By	EAKINS, JEZEK	JEZEK, EAK	NS-EAKINS, JESEK	- POOL, EAKINS

Рисунок 3. Шапка акустического каротажа

Записи выполнялись с апреля 1973 г. по февраль 1974 г. Из-за неконтролируемого выброса газов нижняя часть разреза осталась неохарактеризованной геофизическими исследованиями скважин. Однако наличие коллекторов и продуктивность Силурского карбонатного разреза были доказаны.

силура и дополнительные перспективные объекты свиты Честер (Chester), скважина была закончена и введена в эксплуатацию на расположенные на отметке 4000 м, верхние горизонты Гранитного Смыва (Granite Wash) (рис. 4).

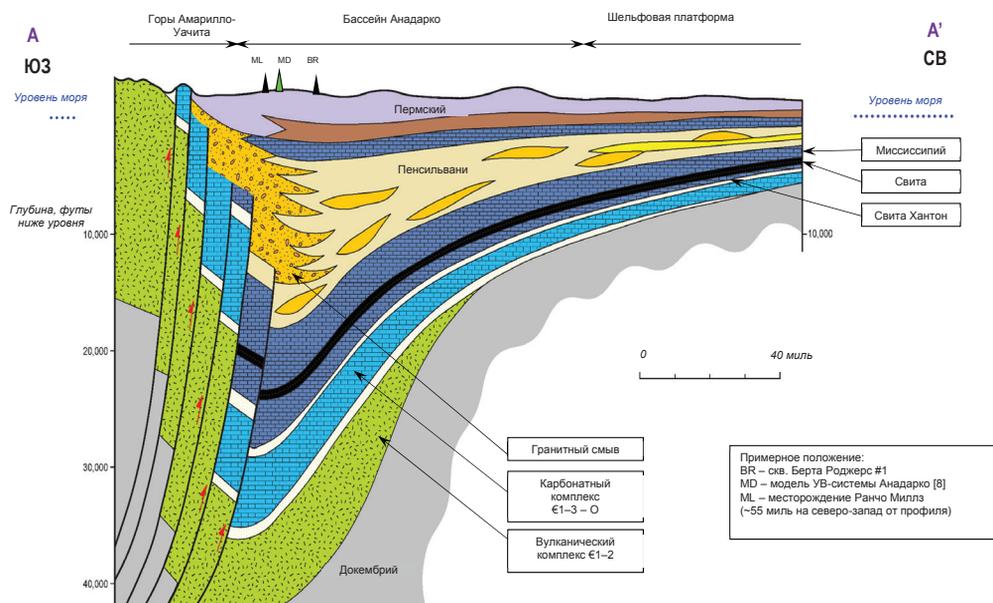
Скважина работала с мая 1975 г. по июль 1997 г. (225 мес.). За это время с

неё было получено 18659 барр. нефти и 1632986 тыс. куб. футов газа. Суммарная добыча не окупила всех затрат, но прецедент геологического успеха был создан.

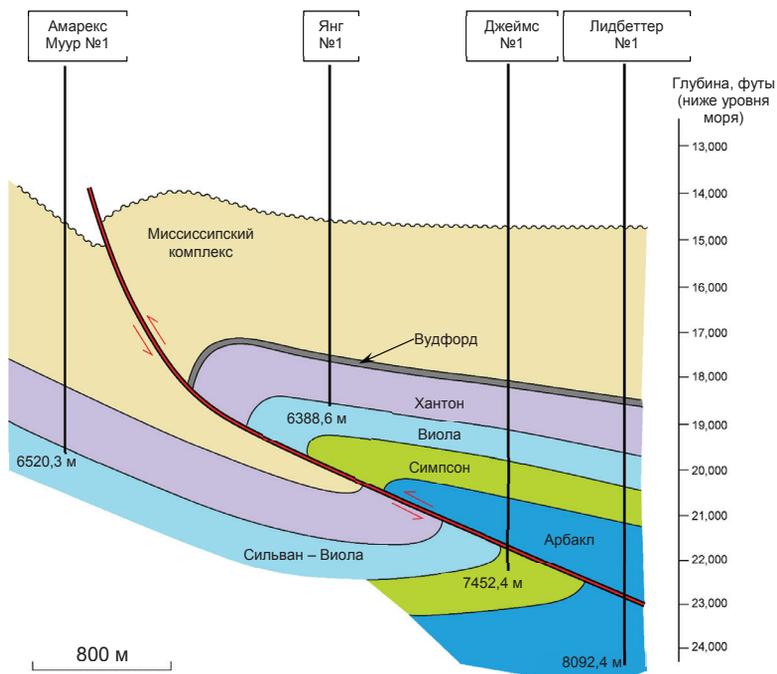
Несколько более успешной попыткой стало месторождение Ранчо Миллз (Mills Ranch) компании Chevron. Оно было открыто ещё в 1972 г., но его глубинный

потенциал был подтвержден в декабре 1975 г. скв. Джеймс-1 (James-1), которая вскрыла первый продуктивный интервал

известняков Хантон (Hunton) на отметке 6605 м, а затем была заглублена до отметки 7462,11 м с целью оценки потен-



**Рисунок 4. Геологический разрез бассейна Анадарко по линии с юго-запада на северо-восток через внешнюю зону орогенного пояса, передовой прогиб и платформенную область [6]**

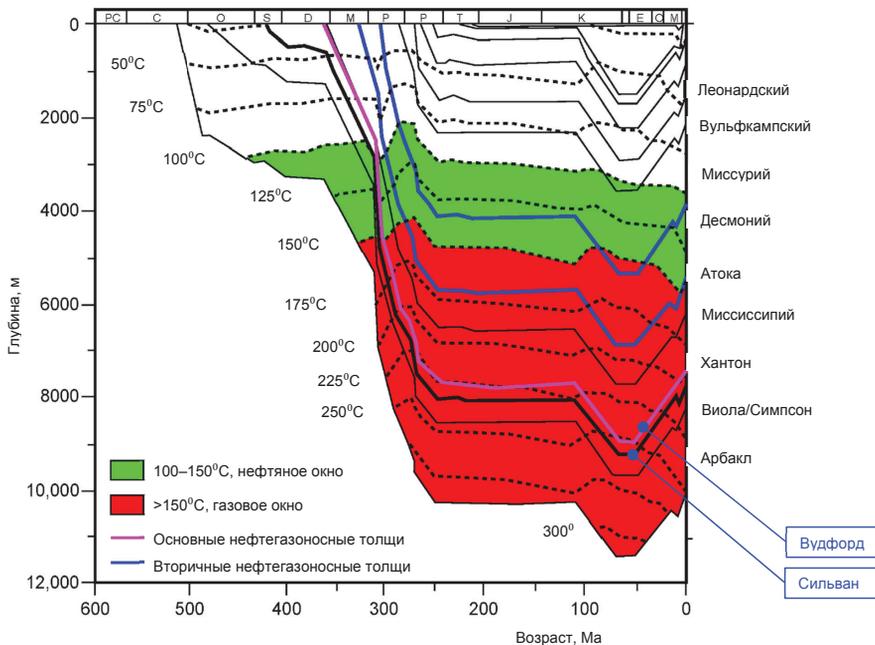


**Рисунок 5. Разрез через северную часть месторождения Ранчо Милз (Mills Ranch) с отметками забоя, м [7]**

циала свиты Арбакл (Arbuckle) (рис. 5). Ствол был закончен как двойной объект с перфорацией 6323,7–6492,2 м (получено 72000 млн куб. фут/сут газа) и 6985,4–7296,0 м (31000 млн куб. фут/сут газа).

Существенные затраты на бурение и требования по применению новейших технологий на многие годы сделали область разведки сверхглубоких горизонтов ареной соперничества крупнейших нефтегазовых корпораций. Бассейн Анадарко (Anadarko) до конца XX в. являлся одной из крупнейших газоносных провинций Северной Америки и часто служил «отправной точ-

кой» такого рода исследований как для североамериканских компаний (Mobiloil, Anadarko, Chevron), так и для иностранных (CNOOC, Китай, и Shell, Голландия). Выполненное на материалах Геологической службы США (United States Geological Service, далее – USGS) моделирование УВ-системы предгорной части бассейна показало, что перспективы генерации газа и, соответственно, развития вторичных коллекторов доходят по крайней мере до 10500 м, а для карбонатных комплексов кембрийско-ордовикского возраста могут располагаться даже глубже (рис. 6).



**Рисунок 6. Модель УВ-системы бассейна Анадарко (положение 5)**

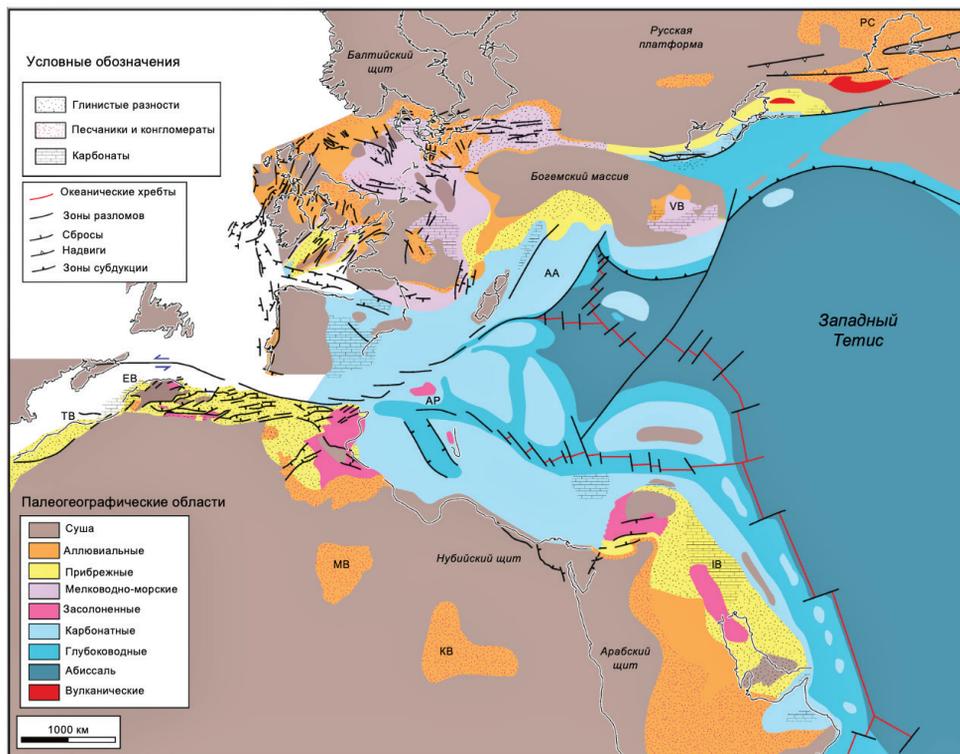
Показывает многостадийную генерацию различных толщ [8]. Генерация конденсата продолжается по крайней мере до 7000 м, а газа – до 10500 м.

Практически одновременно с поисками залежей больших глубин в Северной Америке аналогичные попытки были предприняты в Европе – в Венском бассейне и на побережье Адриатики.

### Венский бассейн (Австрия)

Венский бассейн представляет собой отрицательную структуру в форме неправильного, вытянутого ромба и располагается на территории Австрии, Чехии и Словакии. В длину он достигает 200 км, в ширину – 52 км. На северо-западе его ограничивает сильно деформированный Богемский массив, сложенный кристалли-

ческими породами, а на юге и юго-востоке – горные системы Альп и Карпат (рис. 7). Изучением его геологического строения занимались на протяжении более 200 лет. Это отрицательная структура с тремя четко выраженными тектоно-стратиграфическими комплексами и более чем сотней крупных систем разломов. Разрывные нарушения связаны с механизмами растяжения и сохраняют углы падения от 50° до 60°. Различные блоки перемещались вдоль поверхностей разломов на расстояния до 8000 м (от 4000 до 6000 м по вертикали), что соответствовало превышению горных палеосистем перед эрозией [9].



**Рисунок 7. Фрагмент палеогеографической карты Кейперовского мега-бассейна на карнийско-норийское время (верхний триас, ~238–206 Ma) [10]**

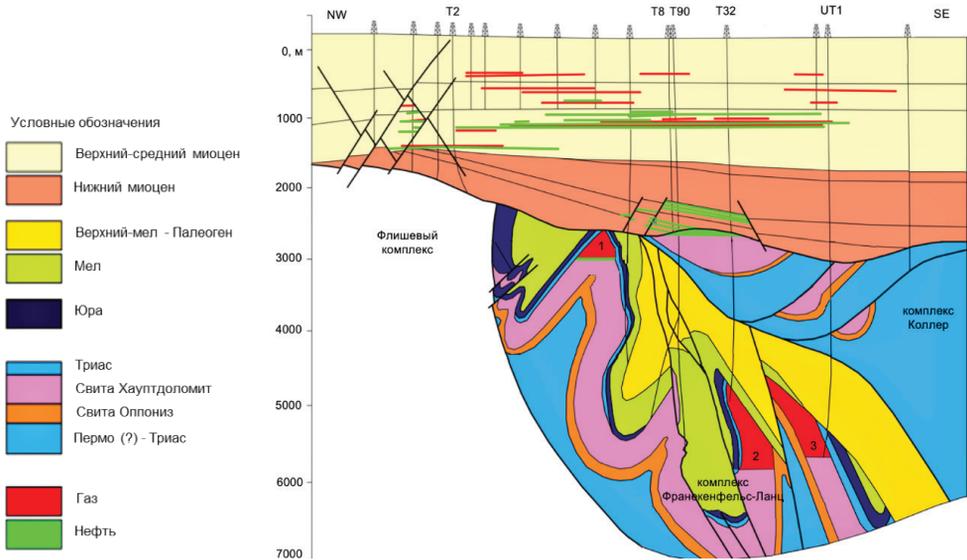
Венский бассейн является типичной структурой растяжения (в ряде случаев его описывают как бассейн присдвигового растяжения), ромбической формы (roof-apt), двумя депоцентрами, в которых накапливались мощные толщи осадков, разделённых областью «центральных подъёмов» и ограниченных системами крутых разломов [11]. Это одна из основных УВ-провинций Центральной Европы, насчитывающая более 7000 скв., которые выявили многочисленные залежи нефти, газа и конденсата практически во всех стратиграфических подразделениях. В его строении принимают участие кристаллические породы фундамента, автохтонные осадки мезозоя, отложения передового прогиба кайнозоя, системы Альпийских надвигов и мощные терригенные толщи неогена, связанные с бассейном сдвигово-го типа.

#### Поиски в сверхглубоких разрезах

История поискового сверхглубокого бурения здесь началась в 1968 г., когда австрийской компанией

OMV Aktiengesellschaft была пробурена скв. Schonkirchen ST2 с отметкой забоя в 6009 м. Полученные результаты (промышленный приток газа с содержанием  $H_2S$  ~2% и  $CO_2$  ~12%) позволили обосновать перспективность мезозойских комплексов, залегающих под Альпийско-Карпатской складчатой системой. На тот момент в качестве потенциальных объектов рассматривались преимущественно газоносные интервалы. Самая глубокая нефть в этом регионе была получена в 1967 г. на юге Баварии (Германия) из отложений молассы с глубины 4420 м. После подтверждения возможной коммерческой значимости были пробурены ещё три «пустые» разведочные скважины. В 1980 г. четвертая скв. Zistersdorf Ubertief 1a достигла глубины 7544 м, где произошёл неконтролируемый выброс газа, приведший через 5 сут к осыпанию призабойной части, аварии и потере открытого ствола. Приток газа составил более 1,13 млн м<sup>3</sup>/сут и состоял из  $CH_4$  (~98%) и  $CO_2$  (~2%). Коллекторы описываются как трещиноватые известняки рифового типа. С целью поис-

ка этой газовой залежи была пробурена скв. Zistersdorf UT2A, однако при забое в 8553 м признаков подвижных углеводородов в этом интервале не обнаружено).



**Рисунок 8. Сводный геолого-геофизический разрез через Венский бассейн (по Rupprecht [12]) и выделение структурно-тектонических комплексов [9]**  
 1 –  $H_2S \sim 1,5\%$ ;  $CO_2 \sim 8\%$ ; 2 –  $H_2S \sim 2,0\%$ ;  $CO_2 \sim 12\%$ ; 3 –  $H_2S \sim 2,0\%$ ;  $CO_2 \sim 13\%$

В скв. Zistersdorf UT2A было испытано два интервала: первый интервал, 7389–7407 м, при пластовой температуре в 205°C на отметке 7450 м показал присутствие газа в объеме до 50000 м³ при проницаемости в 0,001 мД, а второй интервал, 7137–7162 м, при пластовой температуре

в 200°C и давлении 154,4 МПа характеризовался пористостью в 3% и средней проницаемостью в 0,001 мД (табл. 1). При этих параметрах не было получено притоков, позволявших говорить о присутствии здесь потенциально коммерческих коллекторов.

**Таблица 1. Температуры скважин Венского бассейна**

Скважина	Глубина, м	Температура (МАКС), °C	Градиент, °C/100 м
Mau UET 1a	6285	170	2,55
Zi UET 1a	4572	123	
Zi UET 1a	4666	128	
Zi UET 1a	6704	168	2,36
Zi UET 2A	2012	65	
	2256	75	
	4267	92	
	6005	173	
	7455	205	
	7883	211	
	8250	220	
	8553	230	2,57

Градиенты даны с учетом средней температуры поверхности +10,2°C [9]

Более перспективной выглядела толща карбонатов верхнеюрского возраста. После её перфорации в интервале 6304–

6313 м был получен устойчивый приток нефти в 135 м³/сут и газа 64000 м³/сут; предварительный анализ показал наличие

по крайней мере 14000 м<sup>3</sup> растворенного газа и 8 млн м<sup>3</sup> извлекаемых запасов. Этот интервал был введён в пробную эксплуатацию (продолжительное испытание на приток) в феврале 1986 г. К марту 1987 г. здесь было получено 4974 м<sup>3</sup> нефти и 2925,9 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа, после чего работы были прекращены.

Следующая скв. Maustrenk UT1a с забоем в 6563 м дала приток нефти с газом, но проработала лишь несколько месяцев. Последняя из серии сверхглубоких поисковых скважин, скв. Aderklaa UT1a, дошла до отметки в 6630 м и вскрыла кристаллический фундамент, но также не содержала следов углеводородов (рис. 8). После этого исследования больших глубин Венского бассейна были остановлены более чем на 25 лет [9]. «Второе дыхание» сверхглубокие разрезы получили благодаря обоснованию возможностей закачки в молассовые интервалы попутного CO<sub>2</sub>, что принципиально может изменить налогообложение и экономику таких проектов [13]. Определённые перспективы также связаны с доломитами триасового возраста (свита Хаупт-доломит (Hauptdolomit)), которые рассматриваются как вероятный источник гидротермальной энергии.

При испытании скв. Schoenkirchen Tief (ST2) из интервала 5046–5312 м при давлении в 59,8 МПа был получен приток газа, превысивший 900 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Несмотря на то, что структурно-тектонические условия не дали возможности в полной мере использовать сейсмику, и оценочное бурение велось исключительно на основании геологической информации, программа доразведки и оценки оказалась успешной. На расстоянии около 1 км было пробурено ещё 3 скв., из которых ни одна не вскрыла продуктивных интервалов. В 1969 г. это месторождение было введено в разработку, и за 50 лет из него было получено 12,5 млрд м<sup>3</sup> природного газа. Повышенное содержание CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S, а также аномально высокие пластовые температуры потребовали строительства завода-сепаратора и организации закачки попутного углекислого газа сначала для поддержания пластового давления, а затем и для его захоронения. В табл. 2 приводится детальный состав газовой смеси, полученной при пробной эксплуатации. Коллекторы месторождения характеризуются пористостью и проницаемостью «двойного типа», когда существенную роль играет открытая трещиноватость (табл. 3).

Таблица 2. Состав газа, полученного при пробной эксплуатации свиты Хаупт-доломит (Hauptdolomit) [13]

Состав	Содержание, мол.%	Состав	Содержание, мол.%
C <sub>1</sub>	83,4	iC <sub>5</sub>	0,04
C <sub>2</sub>	0,83	nC <sub>5</sub>	0,32
C <sub>3</sub>	0,21	C <sub>6+</sub>	0,96
iC <sub>4</sub>	0,06	N <sub>2</sub>	11,72
nC <sub>4</sub>	0,09	CO <sub>2</sub>	2,33
iC <sub>5</sub>	0,04	H <sub>2</sub> S	

Таблица 3. Некоторые петрофизические параметры триасовых коллекторов [14, 15]

Параметр	Хаупт-доломит (Hauptdolomit)	Хаупт-доломит (Hauptdolomit). Кора выветривания	Песчаники свиты Бокфлайс (Миоцен)
Проницаемость матрицы, мД	50	90	400
Проницаемость трещин, мД	750	550	
Пористость матрицы, %	3,7	6,2	8,5
Пористость трещин, %	1,2	1,7	
Максимальная эффективная мощность, м	750–1900	52	24

Благодаря большим эффективным мощностям, часто превышающими 650 м, эти отложения рассматриваются в качестве одного из основных объектов для закладки и хранения природного газа [15]. Эти

же разрезы могут служить для утилизации пластовой (попутной) воды и углекислого газа соседних площадей. Сведения о сверхглубоких скважинах на территории Австрии приведены в табл. 4 и 5.

**Таблица 4. Сверхглубокие поисковые скважины на территории Австрии [16]**

Скважина	Начало бурения	Окончание бурения	Забой, м**
Schonkirchen T32*	22.11.1966	05.12.1967	6009
Schonkirchen T90	20.05.1973	28.05.1975	6122
Ganserndorf UT1	27.10.1975	15.12.1977	6346
Berndorf 1	21.04.1978	06.06.1979	6028
Prottes UT2	28.04.1981	14.08.1982	6043

\*T32 – первооткрывательница газового месторождения Schönkirchen Ultra Deep.

\*\*Отсчет глубин от среднего уровня моря. Скважины, расположенные в предгорной области, характеризуются отметками устья от 119 до 517 м.

**Таблица 5. Сверхглубокие (ультраглубокие) скважины Венского бассейна (Австрия)**

Площадь	Скважина	Дата начала бурения	Дата окончания бурения	Забой, м
Schönkirchen	T32	22.11.1966	05.12.1967	6009
Schönkirchen	T90	20.05.1973	28.05.1975	6122
Gänserndorf	UT1	27.10.1975	15.12.1977	6346
Berndorf	1	21.04.1978	06.06.1979	6028
Prottes	UT2	28.04.1981	14.08.1982	6043
<b>Zistersdorf</b>	<b>UT1a</b>	02.11.1977	26.01.1980	7544
<b>Zistersdorf</b>	<b>UT2A</b>	06.03.1981	31.05.1983	8553
<b>Maustrenk</b>	<b>UT1a</b>	4.09.1982	14.09.1984	6563
<b>Aderklaa</b>	<b>UT1a</b>	12.07.1982	23.01.1985	6630

Скважины, выделенные жирным шрифтом, вскрыли автохтонные мезозойские отложения

Практически одновременно с этими работами поиски углеводородов на больших глубинах выполнялись и на сопредельной территории нынешней Словении. В пределах Венского бассейна здесь были пробурены три сверхглубокие скважины, две из которых вскрыли триасовые породы

(табл. 6). Все скважины были заявлены как поисковые, однако данные о присутствии в них (нижних частях разреза) коллекторов отсутствуют. В табл. 7 приводятся сведения о стоимости сверхглубоких скважин, приведенные к уровню 2021 г.

**Таблица 6. Сверхглубокие скважины Венского бассейна (Словакия)**

Площадь	Скважина	Альтитуда, м	Окончание бурения	Забой, м /литология
Smolinske	Sm-26	184,24	1995 (?)	6405
Sastin	S-12	168,02		6505/ангидриты
Laksarska Nova Ves	LVN-7	245,8	1974	6405/(Хаупт-доломит (Hauptdolomit)/ангидриты)
Zavod	93			6439/мезозой

Таблица 7. Стоимость сверхглубоких скважин в пересчете на 3 кв. 2021 г. [9, 17] \*

Скважина	Год окончания бурения	Забой, м	Номинальная стоимость, млн	Стоимость за 1 м, евро	Реальная цена на 2021 г.	
					млн евро	млн долл. США
Zistersdorf ÜT1a**	1980	7,544	412 (ATS)	10,868	82,02	96,78
Zistersdorf ÜT2 (2A/2Aa)	1983	8,553	710 (ATS)	14,182,3	121,31	143,15
Maustrenk ÜT1a	1984	6,563	525 (ATS)	12,933,5	84,9	100,18
Aderklaa UT1 (1a/1b)	1985	6,630	545 (ATS)	12,875,9	85,36	100,72
KTB Project	1994	9,101	528 (DM)	48,283,8	439,49	518,6

\*при средней инфляции в 2,38%/г.

\*\*см. Словарь некоторых иностранных терминов

ATS – Австрийский шиллинг

DM – Немецкая марка

Стоимость проекта Континентального Глубокого Бурения (Kontinentales Tiefbohr-Programm der Bundesrepublik Deutschland) в Германии (Windisch-Eschenbach) включает в себя 4000 м керна (вынос = 3594 м) и существенно более полную программу каротажных работ.

Несмотря на наличие терригенных разрезов, в Венском и Молассовом бассейнах предпочтение отдается разнообразным, более глубоким карбонатным разрезам: Хоефлейн (Hoeflein), Рейсдорф-доломит (Reisdorf), Хаупт-доломит (Hauptdolomit), Шоенкирхен-Убертиф (Ubertief) и Адерклаа (Aderklaa) [18]. В 2006–2016 гг. австрийская нефтегазовая компания OMV Aktiengesellschaft создала специальный Фонд энергетики будущего в размере 100 млн евро, задачами которого стоят разработка новых «чистых» технологий, контроль и утилизация попутных продуктов существующих проектов [19].

Скв. Aderklaa UT1 была первой попыткой определить глубинный потенциал выветрелой части кристаллического фундамента Богемского массива и расположенного над ним автохтонного осадочного комплекса. Предполагалось, что залегающие на больших глубинах породы палеозоя, мезозоя и молассы могут содержать потенциальные коллекторы. Наличие положительной структуры подтвердилось, однако на отметке в 6223 м вместо прогнозированных разрезов среднеюрского возраста и/или триаса скважина вскрыла кристаллические слюдястые сланцы. Для окончательного решения этого вопроса была сделана боковая нарезка (UT1b), в которой был отобран керн, подтвердивший отсутствие юрских пород.

В интервалах 6250–6050 м и 5700–5500 м были установлены цементные перекрытия, а затем в отложениях флиша и Известковых Альп (Nördliche Kalkalpen) выполнены испытания, которые

показали отсутствие подвижных углеводородов.

### Бассейны Адриатики

#### Паннонский бассейн (Хорватия)

В Хорватии сверхглубокие разрезы пермо-триасового возраста охарактеризованы скважинами в Паннонском бассейне (26000 км<sup>2</sup>) и Адриатическом, в его оффшорной части (38450 км<sup>2</sup>).

В оффшорной части самая глубокая скв. J-10 дошла до отметки 6010 м и не встретила признаков подвижных углеводородов. Несмотря на 2D сейсмику хорошего качества и высокую степень покрытости, к концу 2014 г. здесь насчитывалось только около 120 скв., подавляющее большинство из которых вскрывали неглубокие разрезы. Перспективы триаса связаны с измененными процессами карстообразования карбонатными породами, которые местами содержат до 1,7% органики типа II S. Очевидно, что этой информации совершенно недостаточно для адекватной оценки этой территории.

Разведочная скв. Власта (Vlasta 1aIX) в 1986 г. при забое 6519 м вскрыла мощную толщу эвапоритов с известняками, выделенную в свиту Власта-Комица (Vlasta-Komiza). В нижней части разреза были отмечены нефтепроявления, но скважина стала испытывать технические трудности и была остановлена [20]. Всего опробовано два интервала с нефтепроявлениями: преимущественно доломитовая толща 5510–5539 м (притока не получено) и 5402–5456 м с чередованием известняков

и ангидритов (5402–5456 м), где получена смесь нефти (2 м<sup>3</sup>, API = 26,5) и воды (2 м<sup>3</sup>, солёность 160 г/л, 400 ppm H<sub>2</sub>S). Сходный разрез, но сокращённой мощности и без признаков углеводородов, был вскрыт в скв. Маха-1 (Maħa-1) при забое в 5942 м.

Ещё две скважины, превысившие отметку в 6000 м, подтвердили наличие чередования эвапоритов и обломочных разностей триасового возраста, но не дошли до нижележащих терригенных комплексов с вероятными коллекторами – Алессандра 1 (Alessandra 1) и Эрнесто 1 (Ernesto 1). Глубокие перспективы этого региона связаны, в первую очередь, со сложными карбонатно-эвапоритовыми разностями триасового возраста, где ожидается развитие коллекторов карстового типа и известняково-обломочных (кальцо-турбидитов) мелового.

Выполненное по результатам сейсморазведки и имеющимся данным со скважин моделирование показало, что основная фаза генерации нефти происходит при 0,7–1,0% и продолжается до 1,3%. В центральной части бассейна эти интервалы соответствуют глубинам 6800–8200 м и от 8200 м, и до более чем 9000 м, где ожидаются отложения нижней юры и триаса [21]. Открытие в 2008 г. промышленного нефтяного месторождения Ровести (Rovesti) поддерживает интерес к этому региону.

Перспективность глубинных интервалов также повышается из-за снижения температурных градиентов по мере углубления. Так, при анализе региональных геотермальных градиентов оффшорных участков было отмечено, что в скв. Кейт-1 (Kate) и Маха-1 (Maħa) значения температурного градиента меняются от 2,5°C/100 м в интервале 4000–5000 м до 1,7°C/100 м в интервале 5200–6100 м, а на сверхглубоком интервале 5200–6200 м в скв. Власта (Vlasta 1aIX) составляет 1,2°C/100 м [21].

### **Динаридский бассейн и скв. Брак-1β (Brac-1β), Словения**

Динаридский осадочный бассейн формирует вытянутую структуру от северо-запада Словении на юго-восток в направлении Албании. В его строении принимают участие различные седиментационные комплексы палеозоя, мезозоя и кайнозоя с суммарной мощностью, по данным дистанционных методов, до 15000 м [22]. Потенциально нефтематеринские породы

отмечаются здесь в отложениях карбона, перми среднего и верхнего триаса, в верхней юре и мелу.

Изучение глубокого потенциала этой территории началось примерно в 1975 г. бурением скв. Нин-1 (Nin-1), достигшей отметки в 5600 м, и скв. Брак-1β (Brac-1β) с забоем 6047 м. Затем в 1981 г. была пробурена ещё одна глубокая поисковая скв. Полхика-1 (Poljica-1) глубиной 5515 м, после чего программа глубинных работ была приостановлена. На основании обобщения имеющейся геолого-геофизической информации выделяется три основных структурно-стратиграфических комплекса, содержащих коллекторы:

1. Комплекс карбонатной платоформы мелового возраста.
2. Смешанный ангидрито-карбонатный нижнемелового и верхнеюрского возраста.
3. Смешанный обломочно-эвапоритово-карбонатный, пермо-триасовый.

Особые перспективы связывались с породами мезозоя, сложенными эвапоритами и карбонатами, которые занимают обширную территорию площадью более чем 18000 км<sup>2</sup> [23]. Здесь были зафиксированы самые значительные глубокие проявления нефти и газа.

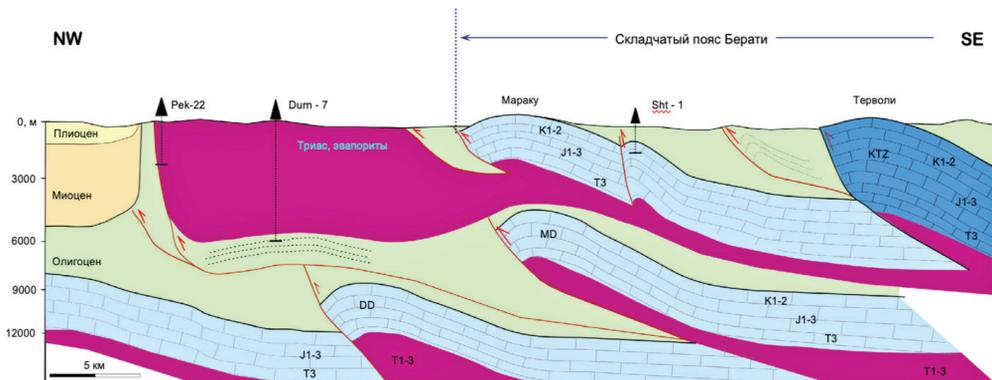
Разведочная скв. Брак-1β (Brac-1β) была заложена на одноимённом острове возле населённого пункта Милна. Она подтвердила наличие работающей УВ-системы, исключительные изолирующие свойства эвапоритовой покрышки, а также присутствие аномально высокого пластового давления (далее – АВПД). Начиная с отметки в 6014 м, в скважине отмечалось присутствие газообразных углеводородов (C<sub>1</sub>–C<sub>5</sub>), воды с содержанием H<sub>2</sub>S (более 400 ppm) и CO<sub>2</sub>. Полученный приток пластовых флюидов, содержащих ядовитые компоненты, в сочетании с аномально высоким давлением (на забое превысило 110 МПа) вынудили прекратить дальнейшие буровые работы. Однако эти результаты позволили обосновать расширение перспектив поиска жидких углеводородов в данном регионе по крайней мере до отметки глубин в 6500–7000 м [22].

### **Йенский бассейн (Албания)**

Почти пятикилометровая толща ангидритов с галитом триасового возраста была вскрыта в Йенском бассейне на юге Албании. Скв. Думре 7 (Dumre 7) была

остановлена на забое 6120 м, вскрыв верхнюю часть олигоцена [24]. В этом бассейне выделено несколько работающих УВ-систем с коллекторами в трещиноватых карбонатах мезозойского возраста и песчаниках миоцена. Здесь также значительные

перспективы могут быть связаны со структурами, образованными в результате многоуровневых надвигов, осложненных ремобилизацией и отжатием соляных масс триасового возраста (рис. 9).



Дополнительно обозначены структуры:  
DD - «Глубокий Думре»  
MD - «Глубокий Мараку»  
KTZ - зона складчатости Кружа-Томорри

Рисунок 9. Сейсмогеологический профиль через структуру Думре с глубинными системами надвигов [24]

### Бассейны Дэлавер (Delaware) и Вал-Верде (Val Verde)

#### Потенциал сверхглубоких разрезов Элленбургер (Ellenburger). Более 40 лет ожидания

Наиболее погруженные части бассейнов Дэлавер (Delaware) и Вал-Верде (Val Verde), входящих в состав более крупного структурно-тектонического комплекса палеобассейна Тобоса, оформившегося в среднем ордовике, в течение более чем 50 лет привлекают внимание геологов-нефтяников (рис. 10). Одними из основных седиментационных комплексов, обладающих значительным УВ-потенциалом, являются пласты свиты Элленбургер (Ellenburger), представленной различными доломитами и плотными известняками кембрийско-ордовикского возраста и несогласно залегающими на них глинистыми известняками и мергелями свиты Уиллоу (Willow) и пластов группы Симпсон (Simpson), датируемых верхним ордовиком. Наиболее значимыми маркерами здесь являются чёрные сланцы свиты Барнетт (Barnett) миссисипского возраста (нижний карбон).

Работы на этом объекте затруднены целым рядом труднопрогнозируемых параметров:

- 1) Быстро меняющаяся структура цен как на добываемое сырьё, так и на сервисные услуги;
- 2) Сложности с определением технически извлекаемых запасов;
- 3) Высокие начальные затраты, длительность эксплуатации и присутствие CO<sub>2</sub>;
- 4) Как дополнительный риск глубоких и сверхглубоких разрезов, необходимость внутренней конкуренции с другими проектами, которые потенциально могут окупаться значительно быстрее.

В глубоких и сверхглубоких разрезах выделяется 3 группы (типа) коллекторов, связанных с крупными элементами (рис. 11, 12).

По сложившейся терминологической практике к глубоким разрезам здесь относятся все отложения, залегающие на глубинах от 4500 до 9500 м. Наиболее важные открытия были сделаны достаточно давно, а полученные материалы обрабатывались и интерпретировались различными местными и зарубежными группами специалистов много раз. Вероятно, одной из первых скважин, в которой было установлено наличие коллекторов со следами углеводородов, была скв. University EE-1, пробуренная в 1958 г. на землях, принад-

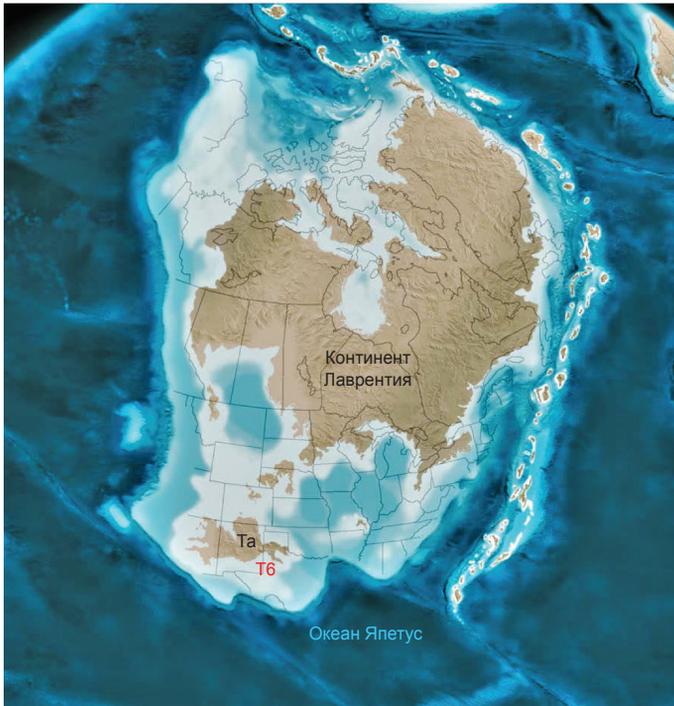


Рисунок 10. Реконструкция плиты Лаврентия на время нижнего ордовика (485 млн лет) Территория западного Техаса и бассейн Тобоса (Т6) располагались на юго-западной окраине континента, на границе с глубоководной частью океана Япетус [25].

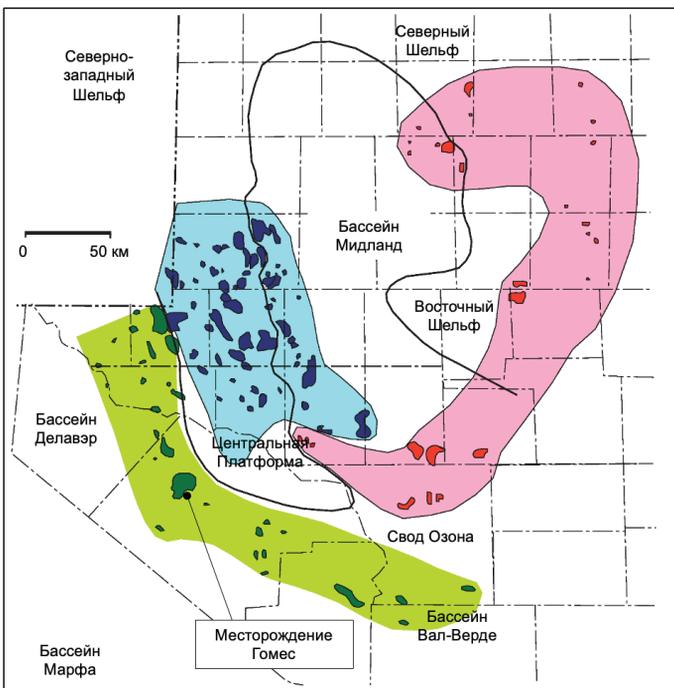


Рисунок 11. Три группы коллекторов свиты Элленбургер, структурно-тектонические элементы и основные месторождения [26]

Условные обозначения: голубым цветом показан измененный карст, зеленым – связанная с тектоническими нарушениями трещиноватость, розовым – карбонатная платформа.

лежащих одному из университетов в Техасе (рис. 13). В табл. 8 приводятся некоторые характеристики первых скважин, вскрывших эти комплексы.

**Таблица 8. Первые сверхглубокие скважины Пермского мегабассейна, вскрывшие отложения свиты Элленбургер (Ellenburger)**

Оператор	Скважина	Бассейн/штат	Дата начала бурения	Дата окончания бурения	Глубина забоя, м
Ральф Лав Эстейт (Ralf Lave Estate)	Университет № 1–17 (University #1-17)	Пермский/Техас		1972	8686,8
Одинокая Звезда (Lone Star)	Эрнст Р Баден № 1 (Ernst R Baden #1)	Арканзас/Оклахома	04.09.1970	20.10.1972	9159,2
МакГуллок Ойл (MacCulloch Oil)	Изли № 1 (Izzli #1)	Арканзас/Оклахома	05.04.1971	18.09.1973	8244,8
Одинокая Звезда (Lone Star)	Берта Роджерс № 1 (Berta Rogers #1)	Арканзас/Оклахома	25.11.1972	18.04.1974	9583,2
Галф Ойл (Gulf Oil)	Эмма Луи Юнит № 1 (Emma Lui Unit #1)	Пермский/Техас	21.05.1978	30.07.1980	9028,8
Шеврон (Chevron)	Университет 23–3 № 1 (University 23-3 #1)	Пермский/Техас	08.11.1978	01.06.1981	8762,1
Напеко Инк (Napresco Inc)	Центурион № 1 (Centurion #1)	Пермский/Техас	05.10.1979	23.06.1981	8235,4
Хант Энерджи (Hunt Energy)	Ранчо Серф 1–9 (Serf Ranch 1–9)	Пермский/Техас	29.04.1979	06.09.1982	9037,3
Кимбалл Продакшн (Gumball Production)	Университет № 17 (University #17)	Пермский/Техас		1982	8686,8
Чесапик (Chesapeake)	Дункан № 1–34 (Duncan #1-34)	Арканзас/Оклахома	20.02.1981	15.01.1983	8934,3
Чесапик (Chesapeake)	Робинсон № 1–1 (Robinson #1-1)	Арканзас/Оклахома	06.07.1981	25.01.1984	8912,7

\*н/а – нет данных

Данные в обобщающих работах [28, 29] указывают на низкий процент успешности поисков здесь глубоких и сверхглубоких залежей газа – около 22% – и сравнительно невысокий уровень успешности бурения и заканчивания эксплуатацион-

ных стволов – не более 80%. Это же было характерно и для более ранних стадий разведки свиты Элленбургер. В табл. 9 приводятся данные по первым открытиям этого района.

**Таблица 9. Основные глубокие объекты свит Элленбургер (Ellenburger) и Симпсон (Simpson) бассейна Вал-Верде (Val-Verde) (Пермский мегабассейн)**

Структура	Год открытия	Глубина залегания коллектора, м	Среднее кол-во интервалов, ед.	Суммарная добыча на 1 скв., млн куб. футов*	Содержание CO <sub>2</sub> , %
Гомес (Gomez)	1963	6340	56	246,777	2,7
Хамон (Hamon)	1965	6248	7	50,658	8,4
Линтерна (Linterna)	1966	6553,2	2	1,191	7,0
Рохо Кабаллос, запад (Rocho Caballos)	1966	6248,4	4	31,822	3,15
Торо (Toro)	1966	6065,5	11	49,952	2,35
М и В (M&B)	1967	6736,1	1	0	1,9
РодаУолкер (Roda Walker)	1967	6187,4	2	3,807	10,31

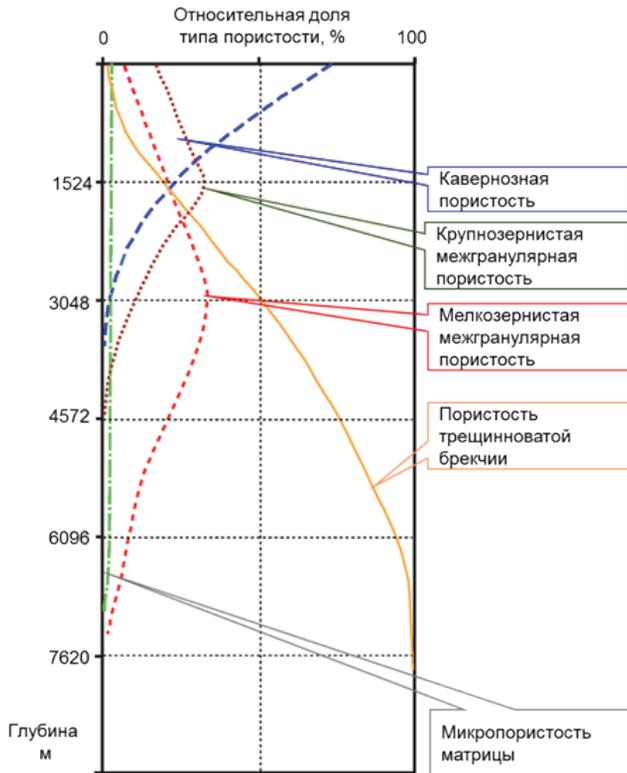


Рисунок 12. Распределение типов пористости свиты Элленбургер по глубине [27]

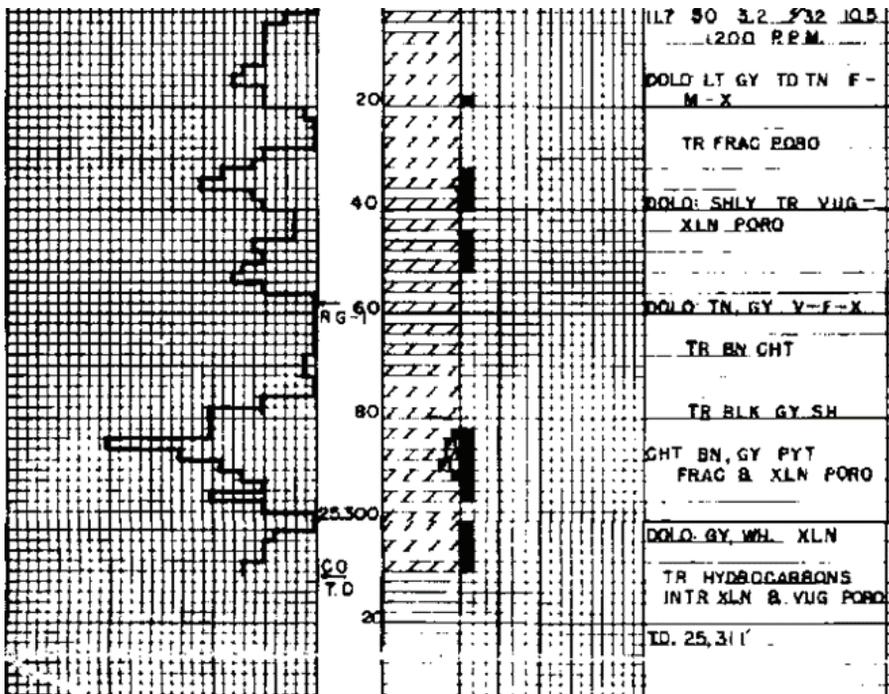


Рисунок 13. Скв. University EE-1 (14 октября 1958 г.). Шламограмма призабойной части разреза (7714,8 м)

Отмечена открытая пористость кавернозного типа (стрелки), со следами УВ ниже отметки 7705,34 м.

продолжение таблицы

Структура	Год открытия	Глубина залега-ния коллектора, м	Среднее кол-во интервалов, ед.	Суммарная добыча на 1 скв., млн куб. футов*	Содержа-ние CO <sub>2</sub> , %
Овцевод (Sheepman)	1967	5913,1	1	34	?
Криттендон (Crittendon)	1968	6614,2	1	6,781	1,8
Ми Вида (Mi Vida)	1969	5608,3	4	0	50,0
Барстоу (Barstow)	1970	5913,1	0	0	49,5
Еветтс (Evitts)	1970	6187,4	1	0	1,82

На месторождениях, где добыча не указана («0»), разрабатывались только верхние горизонты

В 1997–1998 гг. в USGS был выполнен анализ глубоких и сверхглубоких скважин, собранных в базе данных. Основными задачами стояли выработка практических рекомендаций и обеспечение геологической поддержки поисков глубокозалегающих газоносных объектов. В анализе также указывалось, что возможность успешных в экономическом плане проектов будет определяться, в первую очередь, принципиальным повышением качества разведочных работ, средняя успешность которых пока не превышает 60%.

### Побережье штатов Луизиана и Техас

#### Тренд Тускалуса-Вудбайн (Tuscaloosa-Woodbine). Несомненный успех циклостратиграфии

Ещё одним объектом, в котором, несмотря на многочисленные попытки, выявить коммерческие залежи в глубоких комплексах не удалось, является свита Тускалуса (Tuscaloosa) верхнемелового возраста (рис. 14).

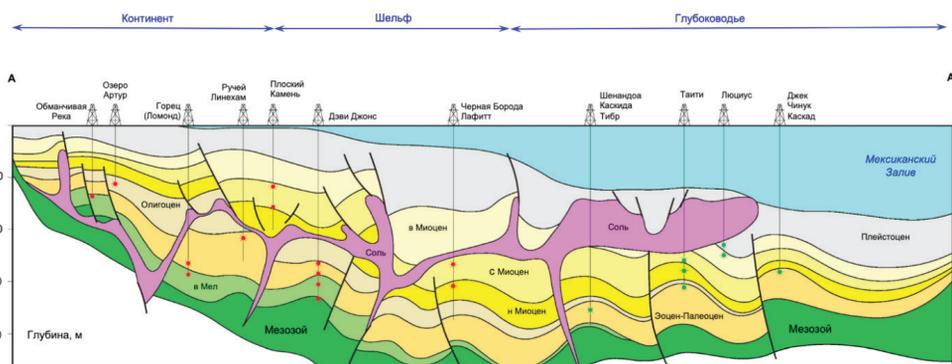


Рисунок 14. Сейсмогеологический разрез (с северо-запада на юго-восток), основные нефте- и газопроявления [30, 31]

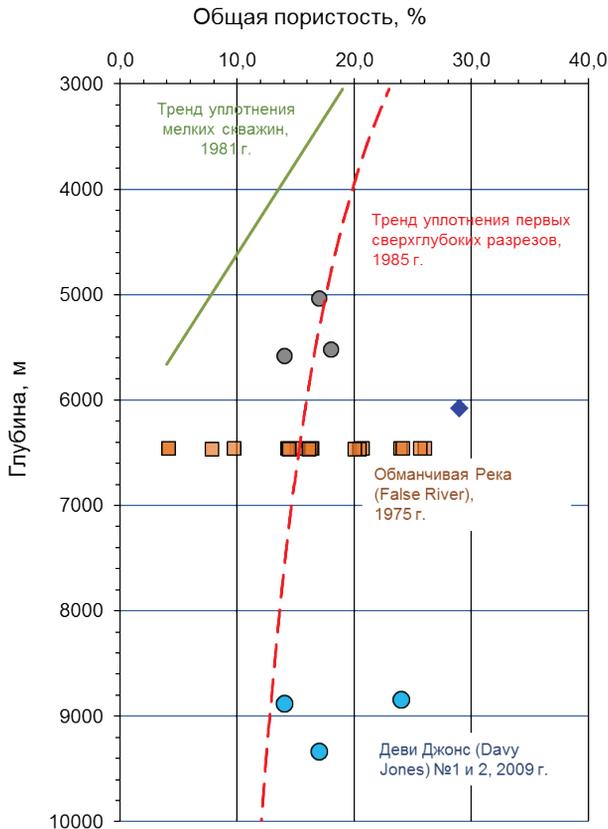
Первые два крупных открытия относятся к 1975 г., когда компания Chevron пробурила два расположенных рядом объекта с глубинами 6035 и 6218 м, ставшими месторождением Обманчивая Река (False River) и месторождением Судья Дигби (Judge Digby). На скважине-первооткрывательнице (No. 1 Alma Plantation), расположенной в 15 км на северо-запад от г. Батон-Руж, был получен фонтанный приток газа в 20 млн куб. фут/сут.

В последующие 5 лет было пробурено 119 скв. (глубоких и сверхглубоких) с геологическим успехом около 16,7% при успехах разработки, не превышавших 50%. Но несмотря на более чем скромные результаты, этот объект был объявлен основным направлением для дальнейших поисков газа в Луизиане [32].

Коллекторы месторождения Судья Дигби (Judge Digby) связаны с мощными (до 250 м) толщами средне- и грубозер-

нистых песчаников с прослоями конгломератов, отложенными в условиях речных долин и проксимальных частей дельт. Коллекторы месторождения Обманчивая Река (False River) несколько более молодые и представлены литофациями барьерного бара – мелко- и среднезернистыми пес-

чаниками. В обоих залежах фильтрационно-емкостные свойства (далее – ФЕС) оказались исключительно хорошими, с общими пористостями, достигающими до 25%, и абсолютными проницаемостями, превышающими 100 мД (рис. 15).



**Рисунок 15. Общая пористость по керну (без поправки Клинкаберга) для различных объектов тренда Тускалуса-Вудбайн [30, 31, 33]**

Дэви Джонс (Davy Jones) – официальное заявление компании МакМоран (McMoRan), октябрь 2009 г. Построенный в 1985 г. тренд уплотнения для сверхглубоких терригенных пород Тускалуса учитывал переобработку результатов керна месторождения Обманчивая Река. Пробуренные в 2009 г. скважины структуры Дэви Джонс (Davy Jones) в плане суммарной пористости превзошли все ожидания и оказались сопоставимы с обычными коллекторами побережья Залива. Однако никаких коммерческих успехов здесь добиться не удалось.

В условиях АВПД (максимальное давление 142,7 МПа) и высоких температур (205,6°C) на глубинах до 7150 м такие параметры оказались в достаточной мере неожиданными и вполне обоснованно вызвали огромный интерес. Бурение, однако, столкнулось с целым рядом сложностей, и на первой скв. Парландж № 1 (Parlange №1), направленной на оценку более глубокого потенциала в августе 1977 г., произо-

шла авария и случился неконтролируемый фонтан газа, часть из которого смогли направить в добывающую линию, но восстановить контроль и закончить продуктивный интервал не удалось.

В июне 1978 г. была пробурена самая глубокая скв. Парландж №2 (Parlange №2) с забоем 7154,3 м, при испытании которой был получен приток газа 10,6 млн куб. футов, попутной нефти около

3 барр./сут, воды 48 барр./сут и проявлениями  $H_2S$  (23 части на миллион) при пластовом давлении 63,4 МПа. Всего для разведки и эксплуатации месторождения потребовалось 42 скв., из которых успешные испытания выполнены в 33 скв., ещё 5 стволов были ликвидированы по техническим причинам, 4 скв. оказались «сухими».

В июне 1998 г. новый оператор, компания Амосо, пробурила скв. Парландж №8 (Parlange № 8), с которой был получен приток газа в 22 млн куб. футов, после чего было принято решение на выполнение дополнительной сейсморазведки, на которую было затрачено порядка 78 млн долл. США. К этому моменту с пяти работающих скважин месторождение давало 87 млн куб. фут газа/сут и 450 барр./сут попутного конденсата.

Детальные петрографические исследования показали, что, несмотря на АВПД и температуры, песчаные тела оказались недоуплотнёнными<sup>5</sup>. В других меловых и более молодых разрезах диагенетические преобразования, связанные с погружением, значительно изменили структуру порового пространства, существенно снизив проницаемость. Частичное растворение зёрен полевых шпатов позволило немного скомпенсировать негативные эффекты уплотнения. Вторичная пористость хорошо распознавалась по остаточным каёмкам аутигенного хлорита, покрывавшего поверхность зерен. Промышленная значимость коллекторов определялась двумя последовательными событиями: формированием хлоритовой цементации покровного типа и растворением полевошпатовых зёрен. Развитие хлоритовых покровов предохраняет кварцевые зёрна от растворения и последующего образования вторичного цемента, который существенно снижает проницаемость коллекторов, делая их некоммерческими.

Для развития цементации такого типа определяющими факторами являлись размер обломочной части и присутствие фрагментов вулканических пород. Считается, что до четверти песчаных тел данной свиты удовлетворяют этим требованиям и, таким образом, являются потенциально перспективными объектами для поиска

глубоких и сверхглубоких залежей [34]. Основным источником хлорита в песчаниках свиты Тускалуса (Tuscaloosa) и её стратиграфического аналога в Техасе свиты Вудбайн (Woodbine) считаются ультрабазитовые вулканические и вулканокластические толщи южного Арканзаса, относящиеся к среднему сеноману.

Эти выводы подтверждают специалисты из Китая, которые описывают сходные случаи сохранения ФЕС сверхглубоких терригенных разрезов свиты Хиджиян (Хицзяне) верхнетриасового возраста в бассейне Сычуань (The Sichuan Basin) и пермских песчаников свиты Ласаогу (Lucaogou) бассейна Джунгар (The Junggar Basin) [35].

Наличие значительных объёмов хлорита создавало многочисленные сложности при интерпретации каротажа: вторичные глинистые минералы не несут на себе радиоактивных элементов и, соответственно, не распознаются на материалах спектрального гамма-каротажа. Значительные объёмы микропористости (размеры кристаллов хлорита 5–10 мк), содержащей глинисто-связанную воду и сплошные покровы зерен, приводят к снижению кажущегося сопровитвления, формированию низкоомных продуктивных интервалов и возможности получения безводных притоков при оценке суммарной водонасыщенности в 75–80%.

Несмотря на полученные результаты, в 2006–2007 гг. USGS была выполнена оценка суммарных запасов УВ-системы верхнего мела побережья Мексиканского залива [36]. Основываясь на статистическом распределении и обобщив накопленный к этому времени материал, на два объекта осадочных комплексов Тускалуса (Tuscaloosa) и Вудбайн (Woodbine) пришлось до 20 трлн куб. футов газа (табл. 10). За предельную границу системы было принято значение кровли потенциального коллектора в 7620 м (сведения о скважинах, пробуренных до этой отметки и глубже, приведены в табл. 11, сведения об их продуктивности – в табл. 12). При этом на долю сверхглубоких участков, существенно возрастающих в мощности при погружении в сторону залива, приходится до трети всех ресурсов.

<sup>5</sup> С глубиной возрастает давление и температура, что приводит к преобразованиям, снижающим коллекторский потенциал. Здесь, несмотря на АВПД и повышенные температуры, этого не происходит. Благодаря тому, что опускание происходило очень быстро, возросшие давления не успели повлиять на породу.

Таблица 10. Суммарная оценка запасов УВ-системы Тускалуса-Вудбайн (Tuscaloosa-Woodbine) [32]

Свита	Газ, млрд куб. футов			Конденсат, млн барр.		
	P95	P50	P5	P95	P50	P5
Тускалуса (Tuscaloosa)	8117	15405	26659	197	407	776
Вудбайн (Woodbine)	1640	4261	8771	54	149	336
ВСЕГО	9757	19666	35431	251	556	1112

Таблица 11. Распределение скважин с глубинами более 7620 м (25000 футов) [37]

Бассейн	Законченные объекты (газ, нефть, сухо), ВСЕГО в бассейне, ед.*	Свита (возраст)	Литология	Кол-во скв., ед.	Структура/месторождение	Кол-во скв. (сухих), ед.	Макс. глубина, м
Анадарко (Anadarko)	12, 0, 7	Хантон (Hunton, D1-S1)	Известняки, мергели	4	Мейфилд (Mayfield)	7 (3)	9583,2
		Арбакл (Arbuckle, €-O)	Известняки	3	Миллз Ранч (Mills Ranch)	3	9159,2
		Сильван (Sylvan, O3)	Аргиллиты, сланцы	6	Город Оленья (Elk City)	2	
Арканзас/Сев. Луизиана	0, 0, 1	Хлопковая Долина (Cotton Valley, J3)	Глинистые песчаники	1		1	7624,6
Чаттануга (Chattanooga)	0, 0, 1		Карбонатная платформа		Адаир (Adair)	1	9398,5
Пермский мегабассейн (Permian)	10, 4, 7	Элленбургер (Ellenburger, €-O)	Доломиты	15	МакКомб (McComb)	5 (4)	9043,4
		Гранитный Смыв ( Granite Wash, C3)	Песчаники, конгломераты	2			
Флорида, оффшор Атлантики	0, 0, 4	Плиоцен	Терригенный разрез	4	Цветущий Остров (Garden Island, GB-003)	3 (1)	8717,3
Побережье Мексиканского залива	1, 0, 3	Хлопковая Долина (Cotton Valley, J3)	Песчаники	1	Богалуса (Bogalusa)	1 (3)	7834,3
		Шмаковер (Smackover, J3)	Известняки	1			
		Тускалуса (Tuscaloosa, K2)	Терригенный разрез	1			
Грин Ривер (Green River)	0, 0, 1	Миссисипий (C)	Глинистые известняки	1		(1)	7852,9
Оклахома, складчатый пояс	0, 0, 1	Арбакл (Arbuckle, €-O)	Известняки	1		(1)	7841,3

Таблица 12. Распределение скважин по продуктивности, типу УВ и по глубинам [37]

Интервал, м	Число скважин (данные PI-Dwights WHCS)						Успех, %
	неизвестные	«сухие»	нефть	газ	конденсат	ВСЕГО	
5791–6096	43	396	74	455	1	969	57,2
6096–6400	24	268	65	296	2	655	57,5
6400–6706	22	159	29	246	1	457	63,4
6706–7010	20	111	15	219	0	365	67,8
7010–7315	4	39	2	46	0	91	55,2
7315–7620	1	36	0	17	0	54	32,1
7620–7925	1	15	1	14	0	31	50
7925-8230	1	3	2	3	0	9	62,5
8230-8535	0	0	0	2	0	2	100
8535-8840	1	2	1	0	0	4	33,3
8840-9144	0	3	0	2	0	5	40
9144-9449	1	0	0	1	0	2	100
9449-9754	0	0	0	1	0	1	100
<b>ВСЕГО</b>	<b>118</b>	<b>1032</b>	<b>189</b>	<b>1302</b>	<b>4</b>	<b>2645</b>	<b>59,2</b>

На основании обобщения данных обнажений, результатов бурения и различных материалов сейсмоки было сделано предположение о развитии обширной осадочной системы глубоководных конусов выноса в глубинной части Мексиканского залива. Эти отложения являются возрастным аналогом серии дельт, в которых были открыты многочисленные залежи в прибрежной и шельфовой части. Такое строение предполагалось и по аналогии с успешным поиском залежей в более молодых осадках свиты Уилкоккс (Wilcox), которые также замещались в сторону погруженной части залива на более глубоководные разности [38]. Разведанные запасы в верхнемеловых отложениях Техаса и Луизианы оценивались по крайней мере в 8 млрд барр., а присутствие нескольких сверхглубоких залежей и мощных коллекторов с аномально высокими ФЕС позволяли обосновывать исключительную перспективность глубоководных комплексов, которые должны были оказаться значительно более мощными [39]. Обнаруженные песчаные коллекторы превысили все ожидания как по своим свойствам (пористость, проницаемость), так и по эффективным мощностям, однако коммерчески успешных проектов здесь практически не оказалось. Таким образом, при несомненном успехе геологического, в частности, сейсмостратиграфического прогноза эконо-

мические успехи на сегодня практически отсутствуют.

Пока нет единого мнения для объяснения неудач в верхнемеловых комплексах, ведь в том же Мексиканском заливе были обнаружены и успешно разрабатываются месторождения как в более молодых (миоцен и неоген), так и в более древних отложениях (свита Норфлет (Norphlet), верхняя юра), в условиях больших глубин (9000–10000 м), высоких пластовых давлений и температур.

### **Мексиканский залив (территория Мексики и США)**

#### **История сверхглубокого бурения компании McMoRan**

К сожалению, в ряде случаев не удаётся достоверно оценить риски, связанные с поиском сверхсложных объектов. В 2006 г. компании Newfield и Exxon в блоке Южный Тимбалир-168 (South Timbalier 168) начали бурение структуры Чёрная Борода (Blackbeard). Exxon выступал оператором, в незначительных долях здесь также участвовали BP, Petrobras, Dominion Resources Inc. и VNP Billiton. Скважина была заложена на шельфе при глубине воды в 21 м, а основные объекты, по данным сейсмической инверсии, располагались на глубине около 9500 м. Чёрная Борода-1 (Blackbeard-1) достигла отметки в

9164,4 м, где вскоре после вскрытия незначительно плотного песчаника с газом была остановлена из-за аномальных пластовых давлений. Примерная стоимость проекта для компании Newfield (доля в проекте 23%) составила 25 млн долл. США. Стоимость для Exxon, который настоял на остановке работ из-за «соображений безопасности бурового персонала», оценивалась в 187 млн долл. США [40]. В августе 2006 г. президент и председатель совета директоров Newfield Дэвид Трайс (David Trice) отметил на квартальной встрече с инвесторами, что, несмотря на неудачу и вероятную невозможность достичь намеченных объектов, компания по-прежнему планирует продолжать разведочные работы в этом направлении.

В 2010 г. базировавшаяся в Новом Орлеане компания Макморан (McMoran) приобрела права на работы в этом блоке и заглубила исходный ствол до отметки в 9450 м. При этом ею были приобретены активы другой частной компании Plains E&P. На официальном сайте компании McMoran была размещена информация о наличии по крайней мере 25,5 м продуктивных песчаников верхнего миоцена (5944–6005 м), 16,5 м (при общей мощности так называемого «подмоченного» горизонта в 21,1 м, т.е. нижние 4,6 м водонасыщены) с кровлей 7376,2 м и 12,2 м (на 6,7 м водоносного интервала) с кровлей 7408,1 м песчаников среднего миоцена, подтвердив тем самым присутствие в этой части по крайней мере двух работающих УВ-систем и трех залежей газа, ни одна из которых не дала коммерческого притока. В январе 2012 г. на восточном крыле структуры была пробурена ещё одна скважина до глубины 10155,3 м, в которой потенциально продуктивные интервалы были выделены в подсолевых комплексах миоцена, свитах Фрио (Frio) и Виксбург (Vicksburg) и карбонатах группы Спарта. Стоимость этой части проекта для компании-оператора McMoran (доля 72%) составила более 306 млн долл. США.

Вице-президент по разведке компании Ньюфилд (Newfield), которая была основным партнером при бурении исходной сверхглубокой скв. Черная Борода (Blackbeard), дословно сказал на закрытом совещании: «Иногда лучше, чтобы скважина оставалась «сухой» [40]. Доразведка структуры продолжалась до 2008 г., когда на западном участке была

пробурена скв. Черная Борода-Запад №1 (Blackbeard) с отметкой забоя в 10057 м, в которой также были выделены многочисленные потенциально продуктивные горизонты. Эта скважина была временно законсервирована из-за многочисленных сложностей с испытаниями.

В марте 2009 г. McMoran сделал попытку пробурить объект Черничный Холм (Blueberry Hill), расположенный в прибрежной зоне штата Луизиана (SL 340). Боковая нарезка достигла отметки в 6675 м, подтвердила наличие структуры и песчаной толщи мощностью 45,7 м, представленной низкопористыми разностями, после чего скважина стала испытывать механические проблемы на забое и была остановлена. В августе работы были продолжены, сделана ещё одна боковая нарезка, в которой наконец удалось опустить хвостовик до отметки в 6563 м, и затем бурение было продолжено до запланированной отметки в 7315 м. Эта скважина установила наличие более мощных песчаных толщ пластов группы Гурон (Huron), но также, как и в результатах первого ствола в 2005 г., результаты испытаний показали отсутствие перспектив. В этих работах с разными долями затрат и предполагаемой прибылью принимали участие такие компании, как PXP, EXXI, Ниппон Ойл Эксплорейшен (Nippon Oil Exploration), Moncrief, а также конфиденциальные частные инвесторы.

В 2007 г. на блоке Южный Болотистый Остров (South Marsh Island 217) была пробурена скв. Глубокий Ураган (Hurriscane Deep-226) при глубине забоя в 6313 м. Вскрытые коллекторы суммарной мощностью 274 м оказались непродуктивными, с возможной газовой шапкой в верхней части (12,2 м), и скважина была временно законсервирована с планами на возможное углубление или боковую нарезку. После ещё одной неудачной попытки боковой нарезки в 2011 г. стоимость этого проекта оценивается в 54,5 млн долл. США, из которых около 11,0 млн долл. США, покрыты страховкой. Общая характеристика данного проекта звучит как «ограниченный экономический успех».

Несмотря на более чем скромные результаты, работы были продолжены, и в марте 2012 г. был пробурен объект Лафитт (Lafitte) (EI 223) с глубиной воды 42,7 м и забоем на отметке 9070 м. Здесь также были выделены перспективные интервалы, на основании которых были сделаны

дополнительные инвестиции в размере 194,7 млн долл. США в близлежащие блоки. На юго-запад от Лафитта (Lafitte) был выделен сверхглубокий объект Баратария (Barataria) и непосредственно на юг – объект Кровавый Капитан (Blood Captain). С целью доразведки Лафитта (Lafitte) была заложена ещё одна скважина до проектной глубины в 9754 м.

Все геолого-геофизические прогнозы оставались положительными, и в январе 2012 г. в сходных геологических условиях была пробурена скважина, получившая название Дейви Джонс-1 (Davy Jones-1). По печальной иронии этот проект стал началом серии событий, приведших к катастрофическим последствиям для оператора.<sup>6</sup> После серии проблем, связанных с обвалами и прихватами продуктивной колонны, ствол был открыт до глубины 8726,4 м, что позволило испытать 50-метровую толщу песчаников свиты Уилкок (Wilcox) (всего было отмечено до 61 м УВ-насыщенных интервалов). К сожалению, из-за урагана Исаак (Hurricane Isaac), прошедшего через Мексиканский Залив в августе 2012 г., скважина была поставлена на консервацию, во время которой содержащийся в растворе барит затвердел, частично блокировав поровое пространство.

Вскоре была пробурена и вторая оценочная скв. Дейви Джонс-2 (Davy Jones-2), в которой, по данным каротажа и испытаний, было выделено 36,6 м газонасыщенных песчаников свиты Уилкок (Wilcox) (группа продуктивных пластов «F») и дополнительно 58,5 м, вероятно, насыщенных коллекторов в свите Тускалуса (Tuscaloosa) и карбонатных отложениях нижнего мела. К концу марта 2013 г. суммарные затраты на одну только скважину-первооткрывательницу составили 339,4 млн долл. США, а дополнительные затраты – приобретение лицензии, долей миноритариев – превысили 474,8 млн долл. США. Весьма вероятно, что эта скважина является (и останется!) абсолютно рекордной по затратам.

По оценке специалистов группы Forbes, к маю 2018 г. на 6 сверхглубоких скважинах структур Дэйви Джонс (Davy Jones), Черная Борода (Blackbeard) и Лафитт (Lafitte) компания потратила не менее 1,2 млрд долл. США. Прогнозы регионального строения новых УВ-систем, сделан-

ные под руководством легендарного геолога Мексиканского залива Боба Моффета (Jim Bob Moffett), подтвердились, однако возможности разработки и экономической эксплуатации разрезов остаются невыясненными. Несмотря на это, команда специалистов продолжила работы и выделила ещё два поисковых объекта: в прибрежной части – Ручей Линехам (Lineham Creek) с проектной глубиной забоя 8840 м и Ломонд Северный (Lomond North) с глубиной 9144 м. Инвесторы оказались более чем разочарованы итогами и стали выводить средства из проекта. Опасаясь вполне обоснованных проблем с финансированием, Боб Моффет (Jim Bob Moffett) достиг частной договоренности с дочерней фирмой Freeport McMoRan Copper & Gold, которая выкупила активы его компании за 9 млрд долл. США. Вполне ожидаемо, что вскоре за этим последовали судебные разбирательства с потерявшими часть денег инвесторами, которые не без основания считали, что он использовал своё служебное положение (Моффет долгое время входил в состав совета директоров Freeport McMoRan Copper & Gold) для исключительно рискованной и, в конечном итоге, катастрофически убыточной сделки. Однако, как и многие предыдущие «зелёные» иски, связанные с деятельностью компании Freeport McMoRan Copper & Gold, они оказались неудачными.

Из всех сверхглубоких проектов McMoRan, по данным Службы минеральных ресурсов США (Minerals Management Service), на баланс были поставлены только запасы месторождения Ручей Линехам (Lineham Creek) в графстве Камерун, штат Луизиана, оператором и инициатором которого выступала корпорация Chevron. Его залежи расположены на глубине до 8412 м и оцениваются в 5467 млрд куб. футов. Таким образом, продолжавшаяся более 10 лет (2006–2016 гг.) попытка открыть целую серию сверхглубоких газовых залежей на шельфе Мексиканского залива оказалась неудачной. Основными компаниями-операторами здесь выступали только три субъекта: McMoRan (практически разорившийся на этом), Chevron и Exxon Mobile, в активных исследовательских работах принимали (долевое) участие ещё более десяти крупных и средних нефтега-

<sup>6</sup> В Геологическом обществе Хьюстона (HGS.org) с печальной иронией отмечали игру слов: Дэви Джонс (Davy Jones) – имя персонажа серии фильмов «Пираты Карибского моря», который в итоге и «потопил» компанию McMoRan.

зовых компаний. Помимо непосредственных затрат, были сделаны впечатляющие усилия по обработке и интерпретации всей имеющейся геолого-геофизической информации, включая рассмотрение вероятных аналогов.

В декабре 2015 г. Боб Моффет (Jim Bob Moffett) был вынужден оставить пост главы компании. В результате этих событий, а также ряда неудач под давлением одного из инвесторов Карла Икаха (Carl Icahn) в сентябре 2016 г. Freeport McMoRan Copper & Gold-McMoRan объявил о продаже своих активов глубоководной части Мексиканского залива компании Анадарко (Anadarko). Примерная сумма сделки оценивалась в 2 млрд долл. США и предусматривала возможные дополнительные выплаты до 150 млн долл. США. План предполагал возможность реструктуризации компании и последующей концентрации усилий на добыче углеводородов глубоководной части, но уже при исключительно самостоятельном финансировании. Падение цен на нефть вынудило компанию разорвать все контракты на бурение и полностью остановить как разведочные, так и эксплуатационные работы. Вскоре после этого её нефтегазовый сектор был ликвидирован, и в настоящее время Freeport McMoRan Copper & Gold-McMoRan занимается разработкой твердых ископаемых шахтными и карьерными способами, а также получением гидротермальной электроэнергии [41].

#### **Основные выводы и некоторые рекомендации**

Современное состояние нефтегазовой индустрии делает многие направления перспективными для реализации успешных сверхглубоких проектов. В частности, сверхглубокие толщи, расположенные на внутрикратонных бассейнах и континентальных окраинах, являются одним из наиболее перспективных направлений поисков коммерческих углеводородов. Это объясняется их относительной доступностью и более низкой (по сравнению с оффшорными участками) стоимостью бурения. Дополнительное снижение геологических рисков связано с присутствием в вышележащих участках работающих УВ-систем.

Однако обоснование их прогноза не всегда подчиняется существующим нормам. Это исключительно объекты высокого риска, которые продолжают преподносить

многочисленные сюрпризы. В то же время некоторые примеры неудач, рассмотренные в предложенной работе, представляют собой только незначительную долю от всех отрицательных результатов.

Данные по коммерчески неуспешным проектам представляют собой большую практическую значимость, однако эти материалы сравнительно редко обсуждаются в печати или рассматриваются научными сообществами.

Начиная с первых попыток освоения больших глубин, именно экономическая составляющая представляла один из основных вызовов при разведке этих сложных объектов. При ограниченном количестве поисковых скважин достичь коммерческих успехов оказалось невозможно.

Сложные, в т.ч. глубокозалегающие, объекты должны входить в портфолио компании, но они не могут составлять основной объём бурения. Стоимость неудач может оказаться слишком большой.

При разведке перспектив новых территорий для объективной оценки необходимо планировать серию разведочных скважин. Нельзя останавливаться после первых спорных результатов с ограниченным успехом. Вероятно, для одной частной компании такая задача может оказаться не по силам. Требуются объединенные усилия международного консорциума операторов и поддержка правительства страны.

#### **Словарь некоторых иностранных терминов**

**Allocherm** – аллохема. Собирательный термин, введённый в использование Фолком [42], для обозначения дискретных и связанных карбонатных агрегатов, которые служат крупнозернистым каркасом в большей части обломочных известняков. Они могут включать интракласты алевритовой, песчаной и гравийной размерности, ооиды, пеллеты, органические остатки и их фрагменты (карбонатные скелеты, раковины и т.д.).

**Carbonate-arenite (calclithite)** – кальклитит. Мелкозернистый песчаник, образованный за счёт размыва, в котором карбонаты слагают преобладающую часть обломочной компоненты, или известняк, содержащий более 50% карбонатных обломков (экстраклавов) более древних литифицированных разностей.

**Characean algae (Charophyceae)** – харациевые водоросли. Тип нитевидных

зелёных водорослей, примером которых может служить типовой род Чара (*Chara*), в которых митотическое веретено не окружено оболочкой ядра (мембраной). Среди водорослей считаются ближайшими родственниками высших растений. Их огромные межузловые клетки (длиной до 5 см) характеризуются эффективной внутренней циркуляцией и часто использовались при изучении ионного обмена и перемещения цитоплазмы.

**Dolomitmicrite (dolomicrite)** – доломикрит. Осадочная порода, состоящая из частиц доломита алевритовой или глинистой размерности. Литифицированный доломитовый ил, аналогичный кальцитовому илу – микриту, содержит менее 1% чужеродного химического материала.

**Mega-basin (Permian)** – Пермский мегабассейн, который включает в себя несколько тектоностратиграфических образований меньшего уровня: 3 бассейна,

центральную платформу, 2 окраинные платформы и ряд подчиненных элементов – выступов и прогибов (трогов).

**Nappe** – тектонический покров. Аллохтонный комплекс пород в форме пластины, который перемещался преимущественно субгоризонтально. Образован в процессе надвигания (шарьяжа), сопровождался развитием опрокинутой складчатости. Впервые введён в употребление в 1893 г. французскими специалистами при описании покровов в Западных Альпах, затем термин перешёл в англоязычную литературу. В немецких публикациях иногда его заменяли на «Decke» или «Klippe».

**Sheet crack** – пластовая трещина. Трещина вдоль напластования, сформированная в результате сжатия осадков и их обезвоживания. Обычно располагается субгоризонтально и выполнена крупнокристаллическим кальцитом или илом.

#### Дополнительная терминология разрезов Германии и Австрии

Название	Глубина, м	Название (нем.)	Обозначение
Глубокая	>4500	<i>Tief</i>	T
Ультраглубокая	>6000	<i>Übertief / ÜT</i>	ÜT (UT)
Сверхглубокая	>7500	<i>Supertief</i>	ST

#### Дополнительная терминология разрезов Германии и Австрии (основанная на принятых в Англии и Норвегии значениях температур и давлений)

Название	Обозначение	Давление, МПа	Температура, °C
Высокие	HPHT	68,95–103,42	149–176,7
Ультравысокие	U-HPHT	103,42–137,9	176,7–204,4
Экстремальные	E-HPHT	137,9–206,84	204,4–260

#### Список использованной литературы

1. Merrow E.W. Industrial megaprojects: concepts, strategies, and practices for success. – New Jersey, Hoboken, 2011, 414 p.
2. Управление проектами, как инструмент развития компании. Учебно-методическое пособие. – Алматы, 2014, 70 с. // *Upravlenie proektami, kak instrument razvitija kompanii* [Project management as a tool for company development]. *Uчебno-metodicheskoe posobie* [Teaching aid]. – Almaty, 2014, 70 p.
3. Wirth M. – On-line interview to Washington Post, 2021. <https://www.washingtonpost.com/washington-post-live/2021/08/16/path-forward-future-energy-with-michael-wirth-chevron-chair-ceo/>.
4. Tarkowski R., Uliasz-Misiak B., Wójcicki A. CO<sub>2</sub> storage capacity of deep aquifers and hydrocarbon fields in Poland. – EU GeoCapacity Project results. *Energy Procedia*, 2009, №1, p. 2671–2677. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.02.035.
5. Blakey R. Global Paleogeography and Tectonics in Deep Time. – 2012. <https://www2.nau.edu/rcb7/>.
6. Johnson K.S. 1989, Geological evolution of the Anadarko Basin. – Oklahoma Geological Survey Circular, 1989, № 90, pp. 3–12.

7. Jemison R.M., Jr. Geology and Development of Mills Ranch Complex – World's Deepest Field: *Geologic Notes – AAPG Bulletin*, 1979, v. 63. DOI: 10.1306/2F9182DE-16CE-11D7-8645000102C1865D.
8. Carter L.S., Kelly S.A., Blackwell D.D., and Naeser N.D. Heat flow and thermal history of the Anadarko Basin. – *Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1998, v. 82, no. 2, pp. 291–316.
9. Strasser E. Master Thesis. Applicability of Ultra-Deep Vienna Basin Drilling Experience for Future Exploration Requirements. – MU Leoben, 2015.
10. Soto J.I., Flinch J.F., Tari G. 2017. Permo-Triassic Basins and Tectonics in Europe, North Africa and the Atlantic Margins: A Synthesis. – Chapter 1 in «Permo-Triassic Salt Provinces of Europe, North Africa and the Atlantic Margins», Elsevier Inc., 2017, 3–41 pp. DOI: 10.1016/B978-0-12-809417-4.00038-0.
11. Leitner C, Spötl C. The Eastern Alps: Multistage Development of Extremely Deformed Evaporites. – Chapter 21 in «Permo-Triassic Salt Provinces of Europe, North Africa and the Atlantic Margins». Elsevier Inc., 2017. DOI: /10.1016/B978-0-12-809417-4.00038.
12. Rupprecht D., Fuchs S., Förster A., and Penz-Wolfmayr M.: Thermophysical reservoir properties of the Hauptdolomit-facies underneath the Viennese basin across fault zones analogues – a reservoir study for the GeoTief EXPLORE project. – EGU General Assembly, 2020, EGU2020-21332, DOI: <https://doi.org/10.5194/egusphere-egu2020-21332>.
13. Secklehner S., Gerhard A., Torsten C. Tight Ultra-deep Gas Field Production Optimisation – Development Optimisation and CO2 Enhanced Gas Recovery Potential of the Schoenkirchen Uebertief Gas Field. – Austria, 2010, SPE 130154.
14. Behrend J., Chugs Sh., McKishnie R. A. Development of the Strasshot Tief Sour-Gas Field Including Acid-Gas Injection Into Adjacent Producing Sour-Gas Reservoirs. – 2007, SPE 100328.
15. Yanze Y., de Kok J., Torsten C. Optimized Combined Underground Gas Storage and Enhanced Oil Recovery. – 2009, SPE 120971.
16. Sporker H.F. Results of Deep Drilling in Austria – Observation of the Continental Crust through Drilling I. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. – 1985.
17. Reich M. Auf Jagd im Untergrund. Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau. –Freiberg, Deutschland. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2015.
18. IEA International Energy Agency, 2008. CO2 Capture and Storage. A key abatement option.
19. OMV Aktiengesellschaft ([www.omv.com/en](http://www.omv.com/en)).
20. Wrigley R., Hodgson N., and Esestime P. Hydrocarbon potential of the Adriatic Basin, offshore Croatia. – *Journal of Petroleum Geology*, 2015, 38 (3), pp. 301–316. DOI: 10.1111/jpg.12612.
21. Mazzuca N., Alessandro B., and Thorsten J. Exploring the potential of deep targets.
22. Spaic V. Oil and gas bearingness and structural elements of Adriatic islands and peninsulas (Outer Dinarides) with special review of anhydrite – carbonate Mesozoic complex and diapiric belt. *Nafta*, 2012, 63 (1–2), pp. 29–37.
23. Pensa J., Durasek N., Miljus P. Stratigrafsko-strukturni odnosi duboke istrane bušotine Brac-1 s osvrtom na šire područje bračke strukture. – *Nafta*, 1984, 35/11, pp. 557–565.
24. Bega Z, Soto J.I., The Ionian Fold-and-Thrust Belt in Central and Southern Albania: *A Petroleum*, 2020.
25. Loucks R.L., Review of the Lower Ordovician Ellenburger Group of the Permian Basin. – West Texas. Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, and The University of Texas at Austin, 2016.
26. Holtz M.H., Kerans C. Characterization and categorization of West Texas Ellenburger reservoirs, in Candelaria, M.P., and Reed, C.L., eds., *Paleokarst, karst related diagenesis and reservoir development: examples from Ordovician Devonian age strata of West Texas and the Mid-Continent: Permian Basin*. – Section SEPM Publication, 1992, No. 92-33, p. 31–44.
27. Loucks R., Mescher P., Mcmechan G. Three-dimensional architecture of a coalesced, collapsed-paleocave system in the Lower Ordovician Ellenburger Group, central Texas. – *AAPG Bulletin*, 2004, 88, pp. 545–564. DOI: 10.1306/12220303072.
28. USGS, 2016. Assessment of tight-gas resources in Canyon Sandstones of the Val Verde Basin. –Texas, 2016.

29. American Geosciences Institute (AGI), 2021: <https://statesurveys.americangeosciences.org/vufind/Record/2017004782>.
30. Mofett J.R. Discovering the Missing Piece of the Gulf of Mexico Geologic Puzzle. – Search and Discovery, 2015, Article #110198.
31. C&C Reservoirs, 2018 ([www.ccreervoirs.com](http://www.ccreervoirs.com)).
32. Harrison Jr., F.W. No. 1 Play in the U.S.A., South Louisiana Tuscaloosa Trend 1975-1980. – Geology of the Woodbine and Tuscaloosa Formations. First Annual Research Conference. Gulf Coast Section, SEPM, Houston Petroleum Geologist, Lafayette, 1980, p. 23.
33. Thompson A. Preservation of Porosity in the Deep Woodbine/Tuscaloosa Trend, Louisiana. – Conference: SPE annual technical conference and exhibition, San Antonio, TX, USA, 4 Oct 1981.
34. Dutton S.P., Marilyn E. H., William A. A., Childers A. T., and Loucks R.G. Preservation of Reservoir Quality by Chlorite Coats in Deep Tuscaloosa Sandstones. – Central Louisiana, USA. GCAGS Journal, v. 7 (2018), pp. 46–58.
35. Cao Z., Liu G., Meng W., Wang P., Yang C., Origin of different chlorite occurrences and their effects on tight clastic reservoir porosity. – Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.080.
36. USGS. Assessment of Undiscovered Gas Resources in the Upper Cretaceous Tuscaloosa and Woodbine Formations. – Western Gulf Province of the Gulf Coast Region, Louisiana and Texas, 2007.
37. Fishman N.S., Turner C.E., Peterson F., Dyman T.S., and Cook T. Geologic controls on the growth of petroleum reserves. – U.S. Geological Survey Bulletin, 2008, 2172–I, 53 p.
38. Horn B.W. Identifying new exploration fairways in the Gulf of Mexico: Deepwater Tuscaloosa/Woodbine play. – Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 2011, 61, pp. 245–256.
39. Woolf K. S. Regional Character of the Lower Tuscaloosa Formation Depositional Systems and Trends in Reservoir Quality. – PhD Thesis, The University of Texas at Austin, 2012.
40. Jad M. New Culture of caution at Exxon After Valdez. – The New York Times, July 12, 2010.
41. Freeport-McMoRan (FCX) official web-site [www.fcx.com](http://www.fcx.com).
42. Folk, R.L. 1959. Practical petrographic classification of limestones. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 43(1): 1–38.

## БАСТАПҚЫ МАҚСАТТАРҒА ЖЕТПЕГЕН КЕЙБІР ӨТЕ ТЕРЕҢ МҰНАЙ-ГАЗ ЖОБАЛАРЫНА ШОЛУ

С.Ф. Хафизов<sup>1</sup>, П.Е. Сынгаевский<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Губкин атындағы Мұнай және газ РМУ, Мәскеу қ-сы, Ресей

<sup>2</sup> Chevron, Хьюстон, Техас, АҚШ

Авторлардың қатысуымен 2020-22 жылдары «Қазақстанның мұнай-газ саласының Хабаршысы» журналында аса үлкен (6000 м-ден астам) тереңдікте іздеу-барлау жұмыстары мен кеніштерді игеру тәжірибесі талданған бірқатар мақалалар жарияланды. Өнеркәсіп сәтті жүзеге асырылған аса үлкен жобалардың елеулі санын жинақтағандықтан, мұндай жобалар, негізінен, сәтті жүзеге асырылады деген пікір қалыптасуы мүмкін. Бұл олай емес: оларды жүзеге асыру кезінде геологиялық және технологиялық, ең бастысы, ұйымдастырушылық және коммерциялық проблемалар дәстүрлі қорларды игеруге қарағанда жиі кездеседі.

Бұл жұмыста қарастырылған, коммерциялық емес болып табылатын жобалар өртүрлі құрылымдық-тектоникалық жағдайлардың барлық мүмкін жағдайларын қамтиды: тау бөктеріндегі депрессия және интракратональды бассейндер, жағалаулар, теңіз және теңіздегі терең теңіз учаскелері. Стратиграфиялық уақыт аралығы миоценнен төменгі палеозойға (силур) дейінгі шөгінділерді және литофацциалды кешендердің алуан түрін қамтиды. Жалпылау негізінде сәтсіз шешімдер қабылдаудың мүмкін себептерінің тізімі жасалды.

*Негізгі сөздер: өте терең қималар, коллекторлар, көмірсутек жүйелері, коммерциялық емес ашылу, геологиялық жетістік.*

## **OVERVIEW OF SOME ULTRA-DEEP OIL AND GAS PROJECTS THAT HAVE NOT ACHIEVED THEIR INITIAL GOALS**

**S.F. Khafizov<sup>1</sup>, P.E. Syngaevsky<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Russian State University of oil and gas named after Gubkin, Moscow, Russia

<sup>2</sup> Chevron, Houston, Texas, USA

*A number of articles were published in the journal "Bulletin of the Oil and Gas Industry of Kazakhstan" in 2020–22 with the participation of the authors, , in which the experience of prospecting and exploration and development of deposits at ultra-deep depths (more than 6000 m) was analyzed. Since the industry has accumulated a significant number of successfully implemented ultra-deep projects, it may seem that such projects, in principle, have an increased chance of success. This is not so: when they are implemented, geological, technological and, most importantly, organizational and commercial problems arise even more often than when developing more traditional reserves.*

*The several non-commercial projects considered in this paper cover almost the entire spectrum of possible cases of various structural and tectonic conditions: foothill depressions and intracraton basins, coasts, offshore and deep-water offshore areas. Stratigraphically, the time interval covers deposits from the Miocene to the Lower Paleozoic (Silurian) and a wide variety of lithofacial complexes. Based on the generalization, a list of possible reasons for making unsuccessful decisions is derived.*

*Keywords: ultra-deep sections, reservoirs, petroleum systems, non-commercial discovery, geological success.*

### **Информация об авторах**

**\*Хафизов Сергей Фаизович** – профессор, заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа им. Губкина, [khafizov@gubkin.ru](mailto:khafizov@gubkin.ru)  
РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

**Сынгаевский Павел Евгеньевич** – докт. PhD, старший советник-петрофизик, [pavel.syngaevsky@chevron.com](mailto:pavel.syngaevsky@chevron.com).

Global Unconventional Exploration (Глобальная разведка нетрадиционных ресурсов) at Noble Energy (в настоящее время – North-Mid Africa Business Unit – бизнес-единица Северной и Центральной Африки, Chevron), Chevron, Хьюстон, Техас, США

*\*Автор, ответственный за переписку*