

УДК 553.98

НЕФТЬ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ: СРАВНЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА СВЕРХГЛУБОКИХ ЗАЛЕЖЕЙ (БАССЕЙНЫ СЫЧУАНЬ, ТАРИМ, ПЕРМСКИЙ, КАННИНГ И ПРИКАСПИЙСКИЙ)

К.О. Исказиев, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов

В статье рассматриваются сведения о нефтегазоносных бассейнах, где накоплен значительный опыт геологического изучения и освоения так называемых сверхглубоких залежей нефти и газа (глубины более 6000 м), о геологическом строении, открытиях в пределах рассмотренных нефтегазоносных бассейнов, данные о скважинах, пробуренных на большие глубины, включая результаты испытаний, о запасах и свойствах пластовых флюидов.

Ключевые слова: бассейны Тарим и Сычуань, Пермский бассейн, бассейн Каннинг, Прикаспийский бассейн, сверхглубокие залежи углеводородов

Введение

Авторы ранее уже упоминали о так называемом «принципе актуализма», который без малого 200 лет назад был введен в геологию английским ученым Ч. Лайелем [1,2]. Данный метод, как и его «альтер эго», принцип актуализма, имеют существенные ограничения, но, как отмечает В. Черных, «все первоначальные сведения о геологических процессах и событиях мы получаем из наблюдений за их аналогичными проявлениями на современной нам планете Земля. Эта отправная точка - единственная основа для формирования представлений о геологических феноменах, которые мы используем для изучения истории Земли от момента её возникновения до настоящего времени. В этой связи вопрос о том, плох или хорош актуалистический подход в получении геологического знания, обсуждать бессмысленно, потому что другого подхода просто нет» [3].

В связи с вышесказанным здесь рассматриваются нефтегазоносные бассейны, где освоение запасов залежей, расположенных на больших глубинах, уже доказало свою эффективность или, как минимум, высокую перспективность. Все они могут рассматриваться как аналоги Прикаспийского бассейна, где работа по вовлечению в разработку сверхглубоких горизонтов ещё предстоит. Причем не только и не столько с точки зрения только геологии – Прикаспийский бассейн является уникальным во многих отношениях, – сколько как пример реализованных проектов изучения и освоения. Использование данных сведений в регионах, где этот путь в значительной степени ещё предстоит вы-

полнить, по нашему мнению, несомненно послужит повышению успешности этого процесса.

Такие сведения могут быть весьма полезными и в рамках процесса принятия решений по проекту «Евразия», который должен стать для Прикаспийского бассейна мощным толчком на этом пути.

Бассейны Сычуань и Тарим (Китай)

Бассейн Сычуань (центральный Китай)

Первые свидетельства добычи природного газа в бассейне Сычуань относятся ещё к 280 г. н.э., но изучение его строения началось в 50-х гг. (Qiu, 1999, [4]). В это время незначительные залежи и проявления нефти и газа были обнаружены в породах кембрийского, пермского и юрского возраста.

Бассейн представляет собой мезокайнозойский форланд, перекрывающий участок пассивной окраины среднемезозойского возраста, и занимает площадь до 229500 км². В его составе выделяют 2 вытянутые в северо-западном направлении, разделенные центральным подъемом, депрессии, которые связаны и ограничены складчатыми системами передовых прогибов: Лонгменшан, Микангшан и Хубей-Хунан-Гиужоу (рис. 1). Осадочный чехол мощностью от 6000 до 12000 м залегает на метаморфизованном фундаменте и представлен пермо-триасовыми морскими карбонатами и эвапоритами и среднетриасовыми неогеновыми континентальными толщами. Исторически аллювиальные и лагунные комплексы юрского возраста

являлись основными объектами, содержащими залежи углеводородов (далее – УВ).

От верхнего палеозоя и до верхнего триаса бассейн формировался в стабильных условиях пассивной окраины. В течение яньшанианского орогенеза, происходившего в юрско-меловое время, в результате столкновения плит на юго-востоке и юго-западе его окраинные части подвергались сжатию и образовывали передовые прогибы. Активное развитие территории завершилось в третичный период влиянием гималайского орогенеза, когда в результате возобновления давления Тихоокеанской плиты весь бассейн был приподнят.

Основным источником УВ считали угленосную свиту Хахиахэ (Хуѵахе), в которой выделяли до 5 обогащенных органикой пачек. Среднее содержание органического углерода (ТОС) меняется в широких пределах и составляет 1,9–6,8% для керогена I/II типа и 0,6–14 % для керогена III типа. Начало генерации газа относят к средней юре, а пик – к меловому периоду (Zou, 2014, [5]).

В 2014 г. компания PetroChina приблизительно в 25 км от крупнейшего месторождения газа Ануй (Anuyue) сделала первое сверхглубокое открытие (рис. 1). На глубине 6376 м скважина Пенгтан-1 вскрыла 127-метровый газоносный интер-

вал в карбонатной толще свиты Сиинан Денгуин (Sinian Dengying) нижнепалеозойского (кембрийского) возраста. После кислотной обработки был получен приток в 44 млн куб. футов в день¹, что позволило оператору оценить суммарные запасы нового тренда в 35 трлн куб. футов. Хотя приведенные цифры весьма впечатляют, следует учитывать, что они относятся к ресурсам территории более 2000 км². Уточнение объемов извлекаемых запасов месторождения потребует оценочного бурения и пробной эксплуатации. Но близкое положение новой залежи к месторождению Ануй, в котором разрабатываются коллектора свит Лонгвангмиао и Денгуин, дает основания для оптимизма.

К концу 2018 г. компания Синопек (Sinopet) пробурила 105 скважин, достигших глубин выше 7000 м, из них 28 разведочных и 77 оценочных и добывающих (табл. 1). В то же время PetroChina осуществила успешное бурение 3 разведочных скважин с глубиной забоя, превышающей 8000 м. Наиболее впечатляющие результаты по вскрытию коллекторов были получены в эксплуатационных скважинах – Шунбей 5-5 (8032,84 м), Шунбей 501 (7967,0 м) – и разведочных – Сычуань №1 (8420 м), Бейпенг №1 (8450 м) и Лунтан №1 (8882,0 м).

1 1 м³ = 35,315 куб. футов

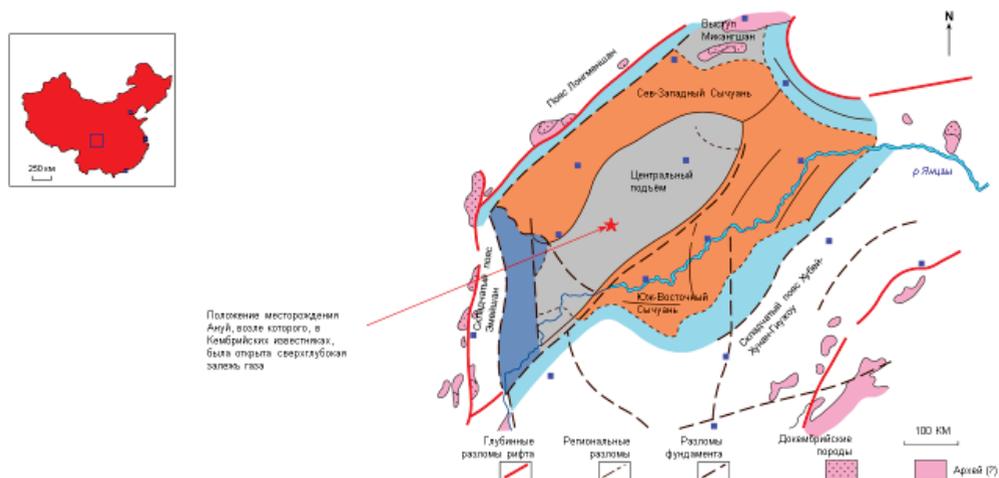


Рисунок 1. Бассейн Сычуань, центральный Китай (229,500 км²); основные структурно-тектонические элементы (Wu, 1985, [6])

Таблица 1. Основные характеристики сверхглубоких залежей УВ, в бассейнах Тарим и Сычуань (Li Yang, 2020, [7])

Бас-сейн	Месторождение	Характеристики продуктивных пластов				Геологиче-ские запасы**
		Глубины залегания, м	Средняя температура С	Начальное пластовое давление МПа	Тип коллектора	
Тарим	Тахи	5350–6200	165	90	Трещинный	13,5×10 ⁸ т
	Шайбей	6500–9000	190	104	Трещинный	17×10 ⁸ т ***
	Халахатанг	5900–7100	170	104	Трещинный	2,5×10 ⁸ т
	Выступ Шантаогол	6600–8300	220	180	Трещинный	2×10 ¹² м ³
	Какуакраси-Дабей	6000–8000	175	128	Трещинно-поровый	3,5×10 ¹² м ³
Сычуань	Кембрийские разрезы на северо-востоке бассейна	8000–10000	Скв. Чуаншен 1 180°С при забое 8420 м	~150*	Трещинно-поровый	10 ⁸ м ³ в интервале 4,570–5,414 м ³
	Свита Лейкоупо на западе бассейна	5000–8000	Скв. Чуанки 1 166°С при забое 7560 м	~130*	Поровый и смешанный трещинно-поровый	2,166×10 ⁸ м ³
	Янба	6240–7300	160	147	Трещинно-поровый	2,199×10 ⁸ м ³
	Ануи	4500–6000	161	78	Трещинно-поровый	10,570×10 ⁸ м ³
	Пугуанг	4800–5500	135	57	Поровый	4,121×10 ⁸ м ³
	«Сланцевый» газ	3,500–4,500	155	97	Поровый	более 212,5×10 ¹² м ³

* точные измерения на забое отсутствуют

** выделены доказанные запасы, нефть в тоннах, газ в м³

***ресурсы

Бассейн Тарим (северный Китай)

Свидетельства о нефтяных проявлениях (сбор «горного масла») в бассейне Тарим были отмечены почти 4000 лет назад в г. Куква, расположенном на его северной окраине (рис. 2). Первые геологоразведочные экспедиции в этой области проводились с 1928 г., а целенаправленные работы по поискам углеводородов начались в 1952 г. В 1974 г. при бурении 2 неглубоких скважин на серу в области Юченг-Пишан, на юго-западе территории, были неожиданно зафиксированы обильные нефтепроявления. Практически сразу же были обнаружены многочисленные следы битума и парафина в расположенных рядом обнажениях песчаников.

Бассейн Тарим в современной интерпретации представляет собой ромбовидную структуру, ориентированную в направлении запад – восток размерами 1600 x 820 км и ограниченную горными массивами (рис. 2). Осадочный чехол сложен разнообразными комплексами, начиная с нижнего палеозоя и до голоцена, с мак-

симальной мощностью до 15000 м. Древнейшими осадочными разностями считаются докембрийские мелководно-морские карбонаты и переслаивание обломочных разностей с тиллитами (Yue, 2001, [8]).

Во время среднего и верхнего ордовика субдукция океанической плиты Куньлунь под южной оконечностью бассейна привела к образованию нескольких внутрикратонных возвышенностей. Эти процессы продолжались в силур–девоне, сформировав крупную задуговую впадину. В карбоне и раннепермское время южная часть палеобассейна в результате развития Палеотеетиса превратилась в пассивную окраину. В средней перми условия вновь походили на задуговую впадину, но несколько меньшего размера. В конце пермского периода и в течение триаса, вследствие сильного поддвига океанической коры Палеотеетиса, происходят столкновение блоков Квангтанг и платформы Тарим, эрозия и формирование регионального стратиграфического несогласия в основании юры. В течение юры–палеогена на накоплении осадков в

бассейне Тарим сказывались изменения океана Неотетиса. В нижне- и среднеюрское время также отмечались серии незначительных раздвигов, которые привели к образованию нескольких, разделенных разломами, депрессий, в которых существовали преимущественно лагунные условия.

Генерирующими толщами считаются отложения перми, карбона и юры, а местами и нерасчлененные интервалы кембрия–ордовика. Карбон представлен морскими осадками, достигающими мощностей в 2500 м, из которых до 500 м сложены глубоководными глинистыми разностями, обогащенными органикой сапропелевого типа. На основной площади бассейна эти комплексы проходили через стадию нефтеобразования в верхнепермское – верхнеюрское время и повторно – в верхнем олигоцене–плиоцене (Не, 1997, [9]). Пермские комплексы представлены чередованием карбонатных и терригенных разностей, достигающих мощностей в 4000 м, из которых более 350 м аргиллитов, сконцентрированных преимущественно в нижнем отделе. Эти комплексы проходили через «нефтяное окно» в среднем миоцене – раннем плиоцене, с пиком генерации в плиоцене.

Второй по значимости нефтематеринской толщей являются нижнесреднеюрские отложения, сформированные в условиях болотных маршей и обширных лагун. Они содержат кероген второго (II) и третьего (III) типа, со средней зрелостью около 0,7%, который в настоящее время находится на стадии генерации газа.

На северо-западе этого бассейна было сделано ещё несколько принципиальных открытий сверхглубоких залежей нефти. Скважина Маньшень-1 (Manshen) на глубине 7660 м вскрыла 54-метровую толщу нефтенасыщенных известняков.

Испытания дали около 3920 барр. нефти и 13 млн куб. футов газа в день (на десяти-миллиметровом штуцере), что позволило оператору оценить ресурсы нового тренда (3520 км²) в 1,6 млрд барр. нефти.

В июле 2019 г. в 40 км на северо-восток от месторождения Маньшень скважиной Лунтан-1 (Luntan) в карбонатах свиты Вусонгер (Wusongger) кембрийского возраста была также открыта нефтяная залежь. Коллекторы описаны как различные карбонаты, сильно затронутые процессами карстификации и трещиноватости (табл. 3).

Эксперты британской консалтинговой компании Вудсайт (Woodside) считают, что эти открытия явились результатом более чем трехлетних инвестиций в разведку, которые и привели к нефтяным открытиям в традиционно газоносной части провинции бассейна Тарим (табл. 4). Такие временные рамки согласуются с мнением специалистов PetroChina, которые оценивали период минимизации рисков своих сверхглубоких проектов в 2,5–3,5 г.

Несмотря на продолжающийся весь 2020 г. кризис, PetroChina считает, что разработка газоносных залежей по-прежнему весьма перспективна и не будет существенно затронута ожидаемыми сокращениями инвестиций. Добившись значительного прогресса в изучении сверхглубоких разрезов (табл. 5) и получив впечатляющие результаты, руководители Национальной нефтяной корпорации Китая (CNPC), Геологического общества и Сообщества нефтяников отмечают, что подавляющая часть глубоких участков бассейнов Китая остается практически не изученной (рис. 3).

В табл. 5 приводятся данные бурения (за неполные 3 года) сверхглубоких оценочных и эксплуатационных скважин в пределах одного месторождения – Шунбей (№7 на рис. 2).

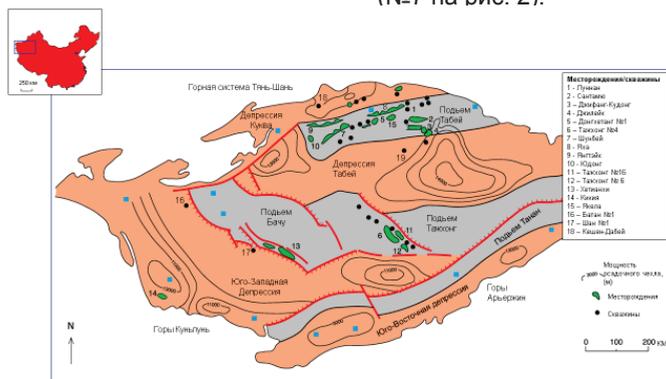


Рисунок 2. Бассейн Тарим, северный Китай (1,02 млн км²): основные структурно-тектонические элементы, положение крупных месторождений и глубоких скважин

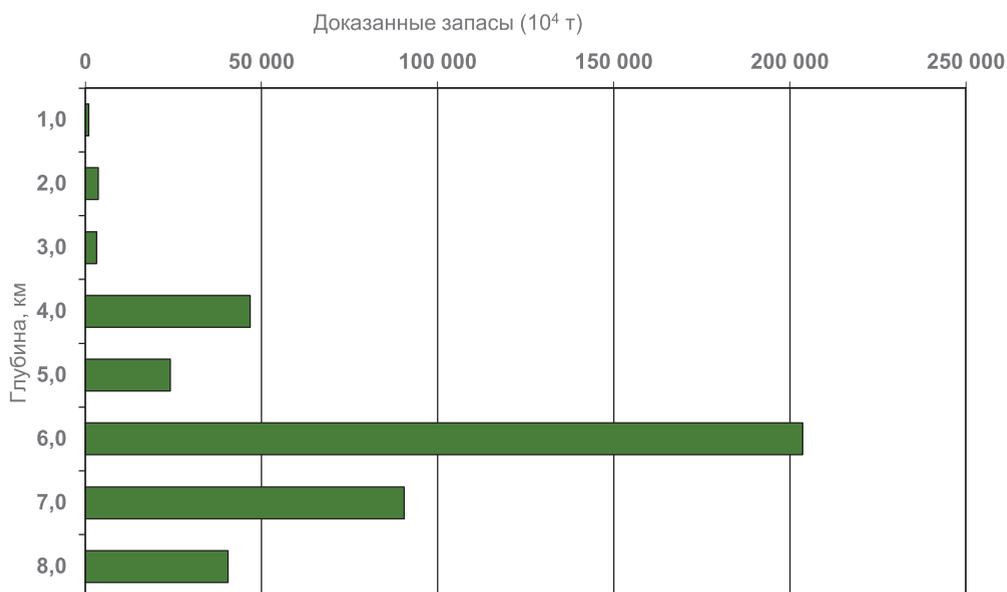


Рисунок 3. Бассейн Тарим. Распределение доказанных запасов (совместно нефть и газ в нефтяном эквиваленте) по глубине (Yang, 2020)

Таблица 2. Характеристика литофаций сверхглубоких залежей в бассейнах Сычуань и Тарим

Бассейн	Месторождение/скважина	Литофации
Сычуань	Янба, свиты Фейхянган (T ₁), и Чангхин (P ₃)	Карбонаты окраины и побережья рифовой платформы На глубинах 6500–7110 м, пористость 5,2% (P50)
	Свита Лейкоупо (Карбон)	Доломиты (доломититы); 6000+ м
Тарим	Скв. Тажонг №1 (Ордовик) Скв. Тажонг №2 (Карбон)	Карбонаты рифовой платформы Карбонаты побережья/пляж
	Тахи, Ханилкатам, Луннан и Лангу (Ордовик) Скв. Ташен №1 (Кембрий) Скв. Ташен №3 (O ₁₋₂)	Карст, кора выветривания карбонатных массивов Доломиты; 8408 м (нефтепроявления) Кора выветривания; 6168,24–6724 м, (нефть)
	Шунбей (Ордовик) Скв. Шунбей – 1СХ Скв. Шантао №1 (Ордовик)	Трещиноватые (и микротрещиноватые) карбонаты 6300 м, нефть 7874 м, газ
	Кешен-Дабей, Скв. Кешен-902, (Мел) Скв. Бози -№1	Терригенные разности дельтового комплекса; 8038 м 7014 м
	Скв. Жонгшен №1, свита Хиаорблак (Кембрий) Скв. Жонгшен №5	Трещиноватые карбонаты; 6861–6944 (газ) 6562–6671 м (конденсат)

Таблица 3. Оценка суммарных запасов УВ 4 месторождений со сверхглубокими залежами

Место-рожде-ние	Скважина*	Воз-раст	Литология	Глубина, м	Суммарные запасы					
					Нефть (10 ⁴ т)			Газ (10 ⁶ м ³)		
					P10	P50	P90	P10	P50	P90
Тажонг	Tazhong-1 Zhonggu-43	О	карбонаты	3500–6200	38600	29000	22800			
Табей	Ha-6 Repu-3	О	карбонаты	5900–7100	27700	18800	10812			
Лонгганг	Longgang-1, 6, 8	Т-Р	карбонаты	5800–7100				1742	1146	702
Куче	Keshen-5 Dabei-3	К	песчаники	5000–8000				7500	6448	?

Таблица 4. Результаты испытаний некоторые сверхглубоких скважин Китая

Скважина	Воз-раст	Литология	Интервалы испытаний, м	Описание	Приток	
					Нефть	Газ
					т/сут	10 ⁴ м ³ /сут
Бассейн Тарим						
Repu-3	О	карбонаты	6977–7045	Открытый ствол, 4 мм штуцер	95,3	3,9
Zhonggu-16	О	карбонаты	6224–6226	6 мм штуцер	154,4	5,4
Gucheng-6	О	карбонаты	6144–6169	8 мм штуцер		26,4
Tuoru-39	О	карбонаты	6950–7110	3,5 мм штуцер	96,2	1,07
Keshen-2	К	песчаники	6573–6697	ГРП, 8 мм штуцер		46
Dabei-3	Pg	песчаники	7058–7091	ГРП, 6 мм штуцер		41,6
Bozi-1	К	песчаники	7014–7084	5 мм штуцер	29,5	24,5
Dabei-302	К	песчаники	7209–7244	10 мм штуцер		116,15
Бассейн Сычуань						
Longgang-1	Р	карбонаты	6218–6240	Кислота, открытый ствол		187
Longgang-11	Р	карбонаты	6135–6415	Кислота, открытый ствол		331
Бассейн Бохай Бэй						
Niudong-1	О	карбонаты	5641–6027	Кислота, ГРП	642,9	56,3

Таблица 5. Некоторые сверхглубокие скважины месторождения Шунбей, бассейн Тарим (Ruoye Wang, 2020, [10])

Скважина	Дата	Забой (MD, м)	Скважина	Дата	Забой (MD, м)
Шунбей – 7	2017-10	8121	Шунбей – 5-12Н	2019-02	8424,05
Шунбей – 5-4Н	2017-11	8064,23	Шунбей – 5-9	2019-03	8411
Шунбей – 5-6	2018-11	8026	Шунбей – 1-20Н	2019-02	8191,1
Шунбей – 1-10Н	2018-01	8225,4	Шунбей – 5-10	2019-03	8143
Шунбей – 51Х	2018-04	8239,3	Шунбей – 5-8	2019-02	8024
Шунбей – 501	2018-09	8360	Шунбей – 5-11Н	2019-03	8014
Шунбей Фонг – 1	2018-10	8450	Шунбей Фонг -1	2019-02	8588
Шунбей 1-16Н	2018-11	8002,54	Шунбей Фонг -1-17Н	2019-04	8219,86
Шунбей 5-5	2018-12	8520	Чуан Шен – 1	2019-07	8420
Шунбей 1-15	2018-12	8010	Лун Тан – 1	2019-07	8882

Пермский бассейн (США)

Пермский бассейн площадью более 305 тыс. км² расположен в западной части штата Техас и юго-восточном окончании Нью-Мехико и является одним из основных нефтегазоносных регионов США. Он объединяет в себе несколько тектонических элементов меньшего ранга: 3 бассейна (Вал-Верде, Делавэр и Мидланд), 4 шельфовых участка, Центральную платформу

и ряд более мелких структур – палеопроливов и сводов (рис. 4). Морфологически он представляет сложную изометричную депрессию, в которой более глубокий бассейн Делавэр, расположенный на западе, отделяется от бассейна Мидланд Центральной платформой. На северо-западе и востоке они ограничены широким карбонатным шельфом, а на юге – складчатым поясом Уачита-Маратон.

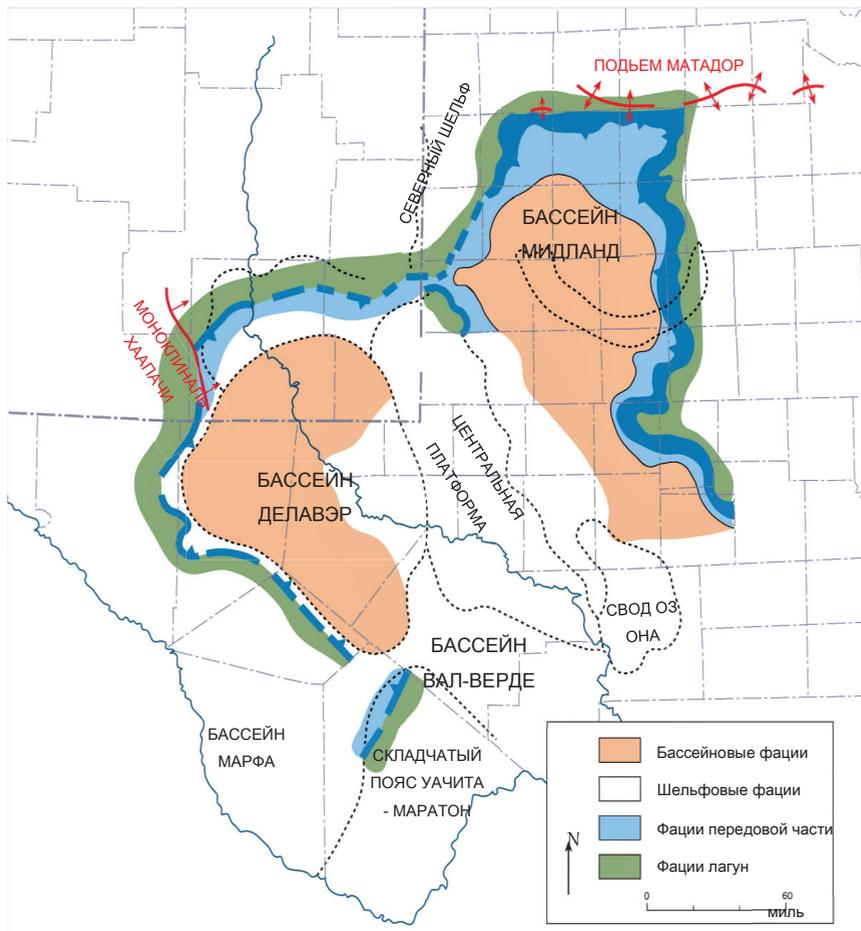


Рисунок 4. Пермский мегабассейн (общая палеогеография на период нижней перми, Леонардский ярус, 275 млн лет) (по [11], 1988, с дополнениями)

Благодаря исключительно удачному сочетанию различных геологических и географических факторов, Пермский мегабассейн, вместе с прилегающими к нему обнажениями, исторически играл ключевую роль в разработке новых концепций и методик интерпретации. Так, Ванлесс и Веллер в 1932 г. для описания ритмично построенных карбонатно-терригенных пород Пермского возраста предложили

к использованию термин «циклотема» (Wanless and Weller, 1932, [12]). Затем при соавторстве с Шеппардом была впервые описана связь между цикличностью эвстатических колебаний уровня моря и ритмичностью верхнепалеозойских отложений (Wanless, and Shepard, 1936, [13]). По их предположению циклотема явилась результатом высокочастотных трансгрессий и регрессий, связанных с гляцио-эвстати-

ческими колебаниями, обусловленными основными (в период девон–пермь) оледенениями Гондваны.

Эта же ритмичность в эвстатике вызвала на шельфе отчетливые проградационные, агградационные и ретроградационные построения смешанных терригенно-карбонатных комплексов, что дало основание для разработки одной из первых моделей циклической седиментации континентальной окраины – «осадочной топографии» (Van Siclen, D. C., 1958, [14]). Уилсон продолжил разработки Ван Си-клена, описав концепцию гибридных, или «комбинационных», карбонатно-терригенных комплексов и создав основу для современной циклостратиграфии (Wilson, 1975,

[15]). Термин «reciprocal sedimentation», предложенный для описания строения пермских отложений, в котором комплексы преимущественно карбонатных отложений высокого стояния уровня моря чередовались с терригенными комплексами низкого стояния, стал успешно применяться для характеристики других окраинных шельфов разрезов.

Морфология Пермского бассейна сходна со строением некоторых меловых разрезов и современной карбонатной платформы Багамских островов (Harper, 2015, [16]). Практически всемирную известность бассейну принесли отчетливые клиноформы пластов группы Эль-Капитан в горах Гваделупы (рис. 5).

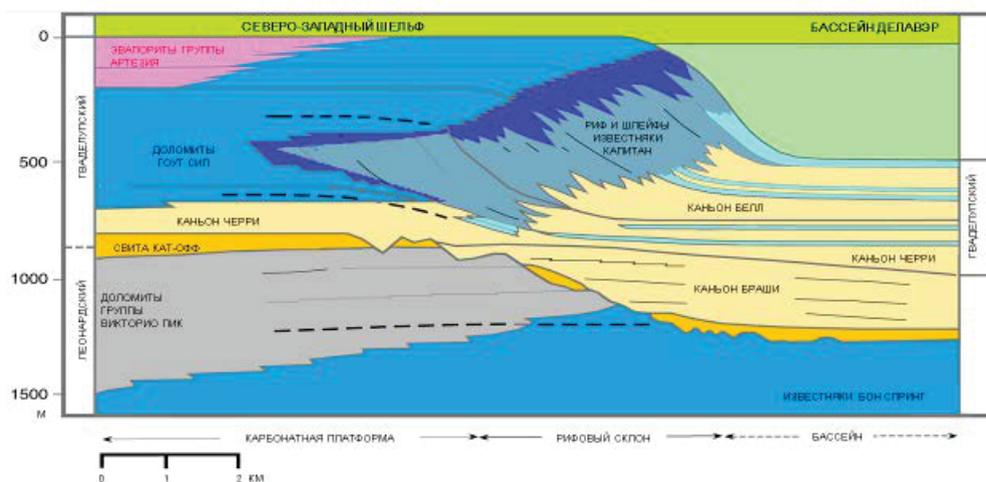


Рисунок 5. Стратиграфия переходной зоны от северо-западного шельфа к центральной части бассейна Делавэр (Schlager, 2005, [17]); искажения по вертикали – в 3 раза

Это одно из первых мест, где в 1948 г. был описан в деталях (в многочисленных обнажениях) закономерный переход фаций зарифовых лагун, свода рифа, передового склона и пологой части бассейна (King, 1948, [18]). Ставшая академической концепция Рича по унда-, клино- и фондоформному строению не была построена на пермских разрезах, однако вместе с работой Кинга стала одним из наиболее часто цитируемых примеров клиноформных образований (Rich, 1951, [19]), заслонив собой фациальный закон Головкинского – Иностранцева – Вальтера (закон корреляции фаций), сформулированный за 80 лет до него.

В тектонической истории развития мегабассейна последовательно выделяются 3 стадии. Первая относится к нижнему палеозою, предположительно, к верхнему

кембрию, и характеризуется формированием обширной пассивной окраины – мелководного бассейна Тобоса. Депрессия типа кратона образовалась в результате пострифтовой фазы и раздвига обломков докембрийского суперконтинента.

Вторая стадия охватывает интервал от верхнего миссисипия до нижней перми и относится к образованию синорогенного передового прогиба. Варисское (Герцинское) столкновение северо- и южноамериканского кратона привело к образованию складчатого пояса Уачита-Маратон с ориентацией с юго-востока на северо-запад (рис. 4). Оформившиеся к этому времени основные элементы, бассейны Делавэр и Мидланд и центральная платформа, явились непосредственными результатами орогенных процессов. Эти интенсивные тектонические процессы привели к широ-

кому распространению обломочных отложений в погруженных частях и последовавшему за этим в раннепермское время формированию карбонатных шельфов и окраин. Общая палеогеографическая реконструкция и положение основных задокументированных рифогенных построек на

начало пермского периода приводится на рис. 6. Принципиальным отличием в интерпретации Блэйки (Davudov, 2013, [20]) является сходное (по широте) положение основных 3 бассейнов: Пермского, Прикаспийского и Тарим.

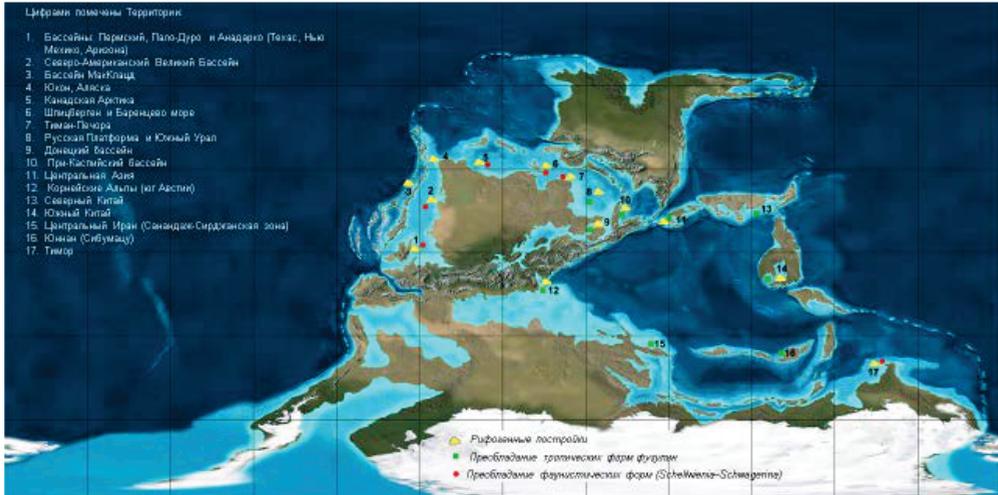


Рисунок 6. Палеогеография на границе верхнегжелльского и нижнеасельского ярусов (начало пермского периода) и положение основных рифогенных построек (по данным Davudov, [20], наложенных на реконструкцию Blakey, 2013 из [20])

Третья стадия связана с посторогенным заполнением депрессий. В передовых прогибах – новообразованных бассейнах – было отложено до 4 км разнообразных обломочных осадков. Одновременно с этим на мелководных участках шельфа, платформе и в прибрежной зоне формировались преимущественно карбонатные разности. Принципиальный сдвиг в седиментации произошел приблизительно в позднегваделупское время, когда на смену мелководным карбонатам стали приходиться эвапориты и связанные с ними обломочные отложения.

Большая часть этих продуктивных комплексов выходит на поверхность вдоль западного окончания бассейна Делавэр, в обнажениях гор Гваделупы, что существенно облегчило её детальное циклостратиграфическое изучение. Существуют многочисленные классификации пород этого района, составленные как академическими институтами, так и геологическими отделами различных компаний-операторов. Одним из наиболее простых и часто используемых является описание 5 осадочных комплексов, предложенное Россом (1987, [21]).

Бассейновый комплекс – темно-серые, черные аргиллиты, известняки и

алевролиты, обогащенные органикой, с небольшим количеством мелкозернистых песчаников турбидитного происхождения. Эти осадки формируют толщу уплотнения во время высокого и низкого стояния уровня моря.

Склоновый комплекс – различные аргиллиты, в т.ч. обогащенные органикой, типичны для высокого стояния, и переработанные – переотложенные карбонатно-терригенные отложения шельфа – во время низкого стояния.

Комплекс окраины (бровки) шельфа – переработанные трансгрессиями обломки пород и окаменелостей, перекрытые поддерживающими уровень и дополнительно растущими карбонатами.

Собственно, шельфовый комплекс – пакстоуны со значительной биотурбацией, в верхней части зоны прилива чередующиеся с хорошо отсортированными, зернистыми известняками (грейнстоунами).

Приливно-отливной, включающий внешнюю часть берега, комплекс – разнообразные литофации: песчаные пляжи, бары, глинистые отмели и водорослевые покровы.

Пермский комплекс представляет собой, ставшую классической, модель смешанной (двойной) карбонатно-обломочной

седиментации, предложенной в 1958 г. Ван-Сикленом. В этой модели, в пределах верхнего шельфа и прибрежной части – в плайях, себхах и лагунах, – происходит быстрое накопление карбонатных и эвапоритовых пород, а соответствующие им (по времени) рифы и зернистые известняки побережья откладываются на окраине шельфа. В пределах нижнего склона и дна бассейна, во время высокого стояния уровня моря, формируются тонкие карбонатные турбидиты покровного типа. Во время понижения уровня моря на шельф в изобилии поступают речные и эоловые обломочные осадки, которые затем перемещаются вниз по различным каньонам и каналам и отлагаются в виде мощных турбидитных покровов терригенного состава. При этом преимущественно карбонатные и песчано-глинистые, смешанные комплексы пород циклично сменяют друг друга (рис. 5).

Смена типов осадконакопления была тесно связана с изменениями скорости седиментации и появлением осадочных образований, долгое время известных как флиш. Исходный термин применялся для описания синтетектонических глубоководных осадочных комплексов геродового прогиба Швейцарских Альп, однако с середины

1930-х гг. он стал широко использоваться при характеристике сходных тектоническо-седиментационных образований. Основной состав этих образований – песчано-алевролитно-глинистые турбидиты, а также генетически связанные с ними, оползневые осадки (Houseknecht, 1986, [22]).

Отмечаются многочисленные гравийные прослои конгломератов и олистостром с крупными валунами и блоками шириной до первых сотен метров. Они формировались на краю склона, который сделался исключительно нестабильным в результате тектонической нагрузки. Некоторые из олистостром несут отчетливые следы структурной (полужидкой) деформации, что говорит о синседиментационной тектонической активности.

Бассейн Каннинг (Австралия)

Бассейн Каннинг, также известный как Пустынный артезианский бассейн, расположен на западной окраине Австралии и покрывает территорию примерно в 506 тыс. км², из которых 430 тыс. км² расположены на суше. В его состав входят несколько элементов меньшего ранга: суббассейны Фицрой, Виллара, Кидсон и Трог Грегори, а также приподнятые шельфовые участки, террасы и заливы (рис. 7).

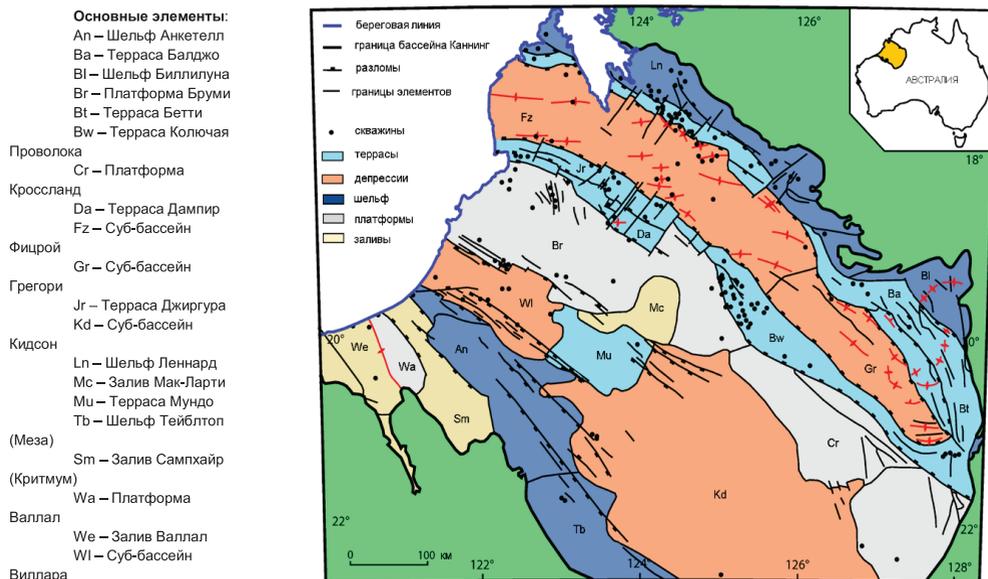


Рисунок 7. Бассейн Каннинг, Австралия (506000 км², из которых большая часть – на суше (430000 км²)). Структурно-тектонические элементы (по Kennard 1994, [23])

Девонские осадки этого бассейна считаются весьма перспективным объектом для поисков коммерческих запасов нефти и газа. Эти отложения выходят на поверхность на протяжении более чем 350 км вдоль северной границы бассейна,

где в нескольких каньонах (Гейки Джордж и Виндхана) отмечены хорошо сохранившиеся обнажения рифовых комплексов и карбонатных платформ (Passmore, 1987, [24]) (рис. 8).

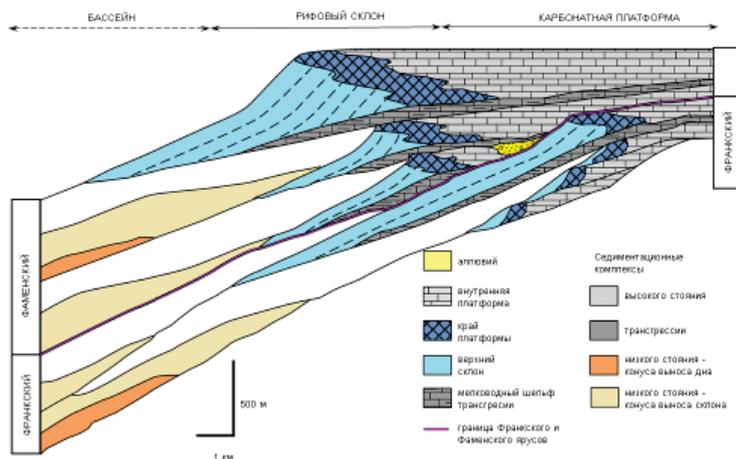


Рисунок 8. Циклостратиграфическая модель смешанной седиментации верхнедевонской карбонатной платформы бассейна Каннинг (after Kennard 1992, с изменениями, [25])

Расположенная на северо-западе Австралийского континента, часть бассейна Каннинг относится к внутрикратонному типу и представлена 2 вытянутыми депозцентрами палеозойского возраста, разделенными подъемом и ограниченными сериями вытянутых шельфовых бровок и террас (рис. 7). На северо-востоке выделяется суб-бассейн Фицрой – ассиметричный полуграбен, заполненный 15–17-километровой толщей осадочных отложений верхнедевонского и пермского возраста (Seyedmehdi, 2019, [26]). Эта часть бассейна была заложена в среднем девоне в результате рифтинга и раздвижек, сочетавшихся с быстрым погружением. По бокам она была ограничена сериями протяженных, крутых вертикальных и листрических разломов (Holz, 2017, [27]). Произшедшее в середине карбона сжатие привело к инверсии и частичному размыву отложений. Это событие отмечается региональным несогласием в основании свиты Грант.

Осадочный чехол представлен группой Фейрфилд, сложенной чередованием карбонатных и терригенных разностей девонского и верхнекарбонного возраста. Она перекрывает хорошо сохранившийся и изученный Западноавстралийский девонский рифовый комплекс. Рифовые образования сформированы 2 последо-

вательностями: отступающей франковской и проградационной – фаменской (рис. 8). Они прослеживаются как в обнажениях, так и на материалах бурения и сейсморазведки многочисленных шельфовых террас.

Условия формирования интерпретируются как погружающаяся карбонатная окраина и начинаются с затопления и отложения на девонских рифах мелководно-морских осадков. Развитие рифов в основном контролировалось активной тектоникой и, в частности, сериями повернутых блоков, на приподнятых краях которых и развивались постройки. Одновременно с этим реактивация разломов играла важную роль в образовании дополнительной трещиноватости в этих породах.

Состав отложений группы в значительной степени определялся существовавшим рельефом: мелководные осадки внутренних областей откладывались в пределах девонской карбонатной платформы, а глубоководные разности – за внешней кромкой, на среднем и нижнем склоне и донной части палеобассейна. В соответствии с этим выделяются 2 типа коллекторов: коллекторы доломитового состава, связанные с пористыми и проницаемыми разностями внутренних частей окраины и циклостратиграфических комплексов высокого стояния, и низкопродук-

тивные терригенные разности – песчаники и алевролиты, чередующиеся с аргиллитами, образовавшиеся во времена низкого стояния уровня моря и трансгрессий. Эти литофации выделяются в свиту Лаурель, содержат в себе значительные объемы природного газа и рассматриваются в качестве «нетрадиционного», или «гибридного», объекта разработки УВ.

Обобщив предыдущие работы в обнажениях и дополнив их интерпретацией данных сейсморазведки и разведочных скважин, Питер Саусгейт с соавторами выделили 4 основных седиментационных комплекса (Southgate, 1993, [28]).

1. Карбонатная платформа, ограниченная рифовым поясом. Здесь трансгрессивные циклы и отложения высокого стояния уровня моря сложены преимущественно карбонатными разностями, а циклы низкого стояния – преимущественно обломочными (терригенными).

2. Терригенные отложения низкого стояния уровня моря. Выполняют пониженные участки дна бассейна, а также многочисленные эрозионные каналы (верхнего?) склона и платформы. В ряде случаев здесь выделялись 3 сейсмостратиграфических подкомплекса: конуса выноса дна бассейна, конуса выноса нижнего склона и проградационные толщи.

3. Карбонатные отложения низкого стояния уровня моря, местами обильные, но ограниченные, в основном, участками подводных возвышенностей, где количество грубозернистого материала было незначительно.

4. Отложения высокого стояния уровня моря, представленные разнообразными песчаниками (до крупнозернистых разностей), доломитами и доломитовой брекчией. Этому комплексу соответствуют литофации внутренней части карбонатной платформы (в т.ч. карстовые), рифовые и зарифовые разности (Seyedmehdi, 2019, [26]).

Примечательно, что, начиная с ранних публикаций (Kennard, 1992, [25]), к этой последовательности относились встреченные на нижней (переходной) части склона и на дне бассейна системы турбидитных конусов выноса (рис. 8). Такие литофации выделялись в обнажениях и предположительно на основании циклостратиграфического анализа, на материалах сейсморазведки, однако не рассматривались в качестве самостоятельного объекта поисков (с традиционными поровыми или порово-трещинными грубообломочными коллекторами).

К потенциально перспективным также относят обогащенные органикой глубоководные разности, связанные с трансгрессивными комплексами. Во время быстрого подъема уровня воды с шельфовых склонов прекращалось поступление обломочного материала, и в придонных участках наступали застойные условия, позволяющие накапливать и сохранять органику.

Бассейн Каннинг является внутрикратонным погружением раннепалеозойского заложения и представлен 2 окруженными шельфовыми платформами и террасами, депоцентрами северо-западного простирания и расположенными по центру платформами Бруми и Кросслендз (рис. 7); отличительной чертой является сходность его структурно-тектонического строения с Пермским бассейном в США, а также весьма близкое распределение литофаций смешанной седиментации карбонатной платформы и рифового комплекса. На основании ограниченного применения принципа актуализма можно прогнозировать развитие здесь глубоководных комплексов, сходных с продуктивными отложениями свит Бон Спрингс, Вулфкамп (Делавэр) и Спраберри (Мидланд), и, соответственно, перспективных на поиски коммерческих залежей УВ, как «нетрадиционного» гибридного типа, так и классических турбидитов.

Прикаспийский бассейн, Казахстан, Россия

Прикаспийская впадина расположена на юго-востоке Русской плиты и входит в состав единой Каспийской мегавпадины, включающей также впадины Среднего и Южного Каспия. В тектоническом отношении она соответствует одноименной синеклизе Восточно-Европейской платформы – структуре с наиболее погруженным фундаментом. В современном рельефе это – слаборасчлененная низменная равнина с преобладающими абсолютными отметками менее 100 м и вплоть до отрицательных значений (-28 м), которые плавно возрастают к восточной окраине до 200 м и более к границе с плато. На севере и северо-западе пограничными структурами служат новейшие поднятия, которые развиваются на склонах Волго-Уральской и Воронежской антеклиз, на западе и юго-западе структуры Скифской плиты: Ергенинское поднятие и зона хребта Карпинского, на северо-западе – Приволжское поднятие. Северо-восточное и восточное обрамление структуры предгорного про-

гиба Урала и Южно-Эмбинское поднятие; на юге низменность ограничена впадиной Каспийского моря (рис. 9).

Согласно данным сейсморазведки глубина залегания фундамента в Прикаспийской впадине достигает 22 км, а сам фундамент представляет собой серию блоков континентальной коры разного времени консолидации, отделенных друг от друга зонами долгоживущих разломов (Волож, 2008, [29]). Наиболее древний возраст фундамента – архей-протерозойский, установлен в пределах Центрально-Прикаспийского блока, а южнее, в пределах Восточно-Прикаспийского блока, фундамент более молодой – позднепротерозой-рифейский (рис. 10).

Данная структура имеет ключевую значимость для нефтяной промышленности Казахстана, где промышленная добыча осуществляется с 1912 г. Основными источниками УВ считаются толщи черных сланцев верхнедевонского и нижнепермского возраста, которые вверх по разрезу переходят в мелководно-морские карбонатные комплексы, включающие платформенные образования и рифогенные постройки. Эти комплексы перекрываются соленосными толщами кунгурского возраста и верхнепермскими глинистыми разностями. Такое строение хорошо сопоставляется со стратиграфически разновозрастными разрезами бассейнов Делавер и Мидланд и связанными с ними шельфовыми (карбонатными) платформами (рис. 11).

Помимо этого, отмечается схожесть в распределении органического вещества в наиболее погруженных (в палео-плане) участках, которое относится ко второму типу (II); на склонах и особенно в пределах карбонатных и смешанных платформ шельфа появляется смешанный тип (II/III), с преобладанием морской составляющей.

Основным и принципиальным отличием Прикаспийского бассейна является его центральная часть, представленная вы-

тянутой депрессией. Эта особенность, на наш взгляд, только увеличивает шансы на развитие обширных участков турбидитной седиментации и повышает их перспективность. Формирование погруженного участка в центре бассейна приводит к следующим его особенностям:

1. увеличению пространства аккумуляции;
2. более низким градиентам склона, что позволяет осуществить сортировку грубообломочного материала;
3. увеличению объема поверхностных вод, в которых могла развиваться органика (фитопланктон);
4. образованию застойных зон и сохранению в них осажденного органического материала.

В настоящее время в подсолевых отложениях Прикаспийской провинции основными типами являются месторождения рифогенных выступов и, как правило, ненарушенных, или частично эродированных, как Карачаганакский массив в башкирское время, крупных куполовидных и брахиантиклинальных поднятий (рис. 12). Эти залежи относятся к массивному и реже к пластово-массивному и пластовому типу. На основании аналогии с Пермским мегабассейном мы прогнозируем развитие турбидитных комплексов, содержащих грубозернистые породы, связанные с различными каналами и конусами выноса, а также значительных по площади и мощностям участков со смешанной карбонатно-обломочной седиментацией, обогащенных органикой «гибридных» толщ.

Из всех рассмотренных аналогов в качестве наиболее изученного был выбран Пермский бассейн. Используя статистические распределения технически извлекаемых запасов УВ Геологической Службы (USGS, 2016–2018, [30–32]), предлагается прогноз суммарных запасов карбона и нижнепермских глубоководных отложений Прикаспийского бассейна (табл. 6).

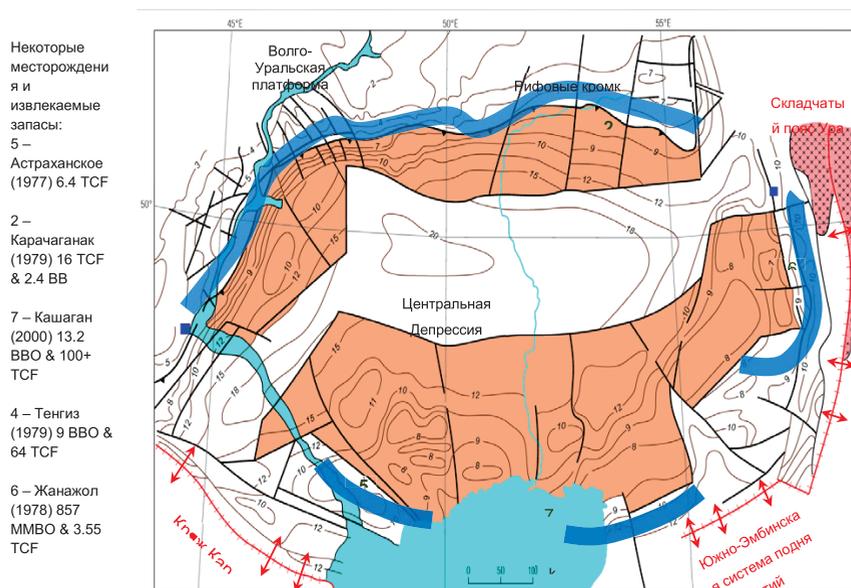


Рисунок 9. Прикаспийский бассейн (550000 км²). Основные элементы девон-карбоновой системы смешанной седиментации. Структурная карта и основные тектонические нарушения по поверхности фундамента (Хаин и Богданов, 2005, [33])

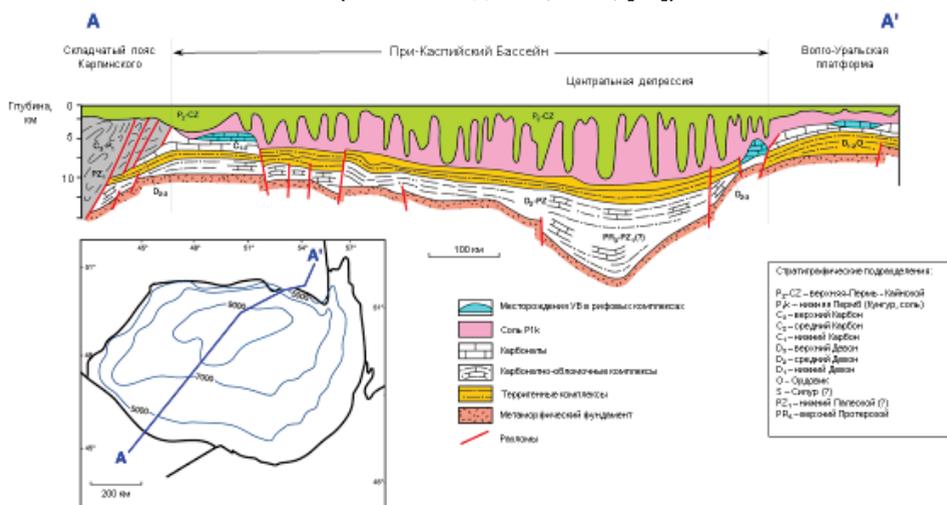


Рисунок 10. Сводный геологический разрез Прикаспийского бассейна в направлении SW-NE и распространение основных осадочных комплексов. (по материалам Effimoff, 2001, [34])

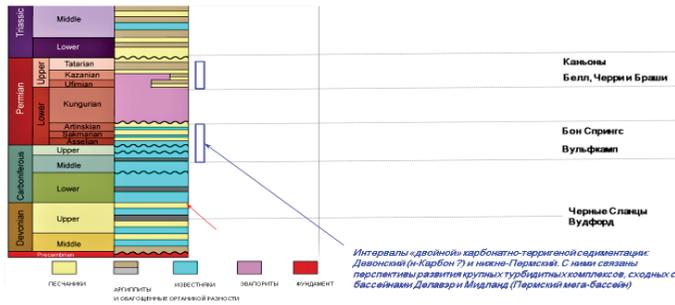


Рисунок 11. Стратиграфия и основные литофациальные комплексы восточной части Прикаспийского бассейна (Duffy, 2017, [35]) и соответствующие им свиты Пермского мегабассейна

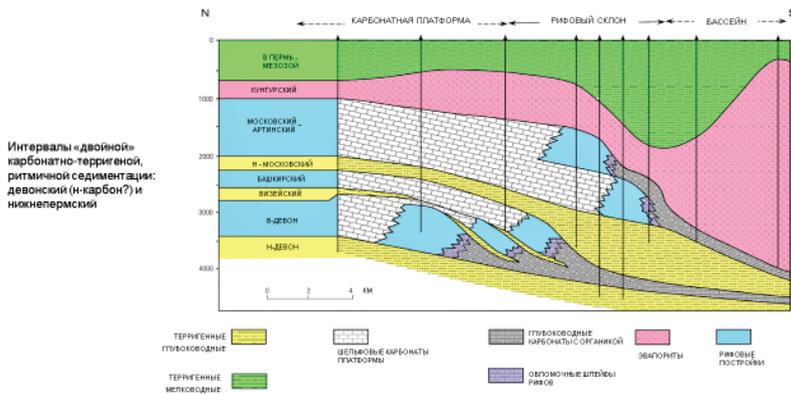


Рисунок 12. Разрез через северную часть окраины Прикаспийского бассейна (по Грачевскому, 1974, с дополнениями, [36]) и основные лито-фациальные комплексы

Таблица 6. Распределение суммарных неоткрытых извлекаемых запасов (каменноугольный и пермский периоды) в пределах Прикаспийского и Пермского (2016–2018) бассейнов

	НЕФТЬ (млн барр)			ГАЗ (млрд куб. фут)			КОНДЕНСАТ (млн барр. экв.)		
	P95	P50	P5	P95	P50	P5	P95	P50	P5
Прикаспийский USGS 2001									
континент	3 464	9 193	18 620	19 729	55 462	123 408	836	2 615	6 572
море	3 687	12 054	28 038	14 715	49 737	127 790	579	2 042	5 446
ВСЕГО	7 151	21 247	46 658	34 444	105 199	251 199	1 415	4 657	12 018
Прикаспийский EIA, 2014–2015									
газ жирный/сухой и растворенный		6 940			21 500			130	
Прикаспийский «Пермский Аналог»									
ВСЕГО (MIN)	9 897	29 393	64 526	42 093	128 383	306 856	2 570	8 457	21 824
ВСЕГО (MAX)	68 855	116 535	189 506	202 186	495 226	900 564	14 130	34 784	70 394
USGS & BLM 2016–2018									
Пермский бассейн (3 части)	40 032	67 753	110 178	117 550	287 922	523 584	8 215	20 223	40 927
<i>на конец 2018 г. добыто 33 млрд барр. нефти и 118 трлн куб. фут газа</i>									

Основные результаты

Сходные черты строения Прикаспийского и Пермского бассейнов

Изометричная форма и история развития: заложение в раннем палеозое, заполнение смешанными терригенно-карбонатными осадками и на заключительном этапе частичное перекрытие континентальными фациями.

Сложная – «двойная» – карбонатно-терригенная цикличная седиментация на бортах (клиноформного строения), с развитием обогащенных органикой черносланцевых литофаций и различных турбидитных комплексов в пределах нижнего склона и дна бассейна (рис. 5, 8 и 12).

Наличие эвапоритов (солей) и связанное с этим развитие минибассейнов, зон с аномально высоким пластовым давлением и вероятное «охлаждение» подсолевых комплексов, повышающие перспективность глубоких частей.

Вместе с тем между этими бассейнами были выявлены 2 принципиальных отличия: строение центральной части и наличие глубоководной соленосной массы. Депрессионной части Прикаспийского бассейна соответствует Центральная платформа Пермского, что приводит к различиям в объемах аккумуляции и градиентах склонов. Оба отличия повышают перспективность верхнепалеозойских интервалов Прикаспия: большая площадь и глубины обеспечивают условия для сохранения органики и лучшей дифференциации поступающего туда обломочного материала.

Более подробную информацию о Пермском бассейне можно найти в отдельной монографии [37].

Сравнение с Палеозойскими бассейнами Тарим и Сычуань позволяет говорить об исключительной перспективности отложений, залегающих на глубинах свыше 6000–7000 м, а наличие мощной соляной массы в Прикаспийской депрессии повышает вероятность формирования здесь крупных залежей УВ.

Список использованной литературы

1. Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Нефть на больших глубинах. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2020, № 3, с. 3-19.
2. Lyell C. Principles of Geology. 3 vols. – Murray, London. 1830–1833.
3. Черных В.В. Актуализм и метод аналогий в геологических рестроспекциях. – Литосфера, 2013, No 4, с. 39–49
4. Qiu Z.J., and Gong Z.S., eds. – Petroleum Exploration in China, v. 2: Petroleum Industry Press, Beijing, 1999, p. 362-426 (in Chinese).
5. Caineng Z., Hou L., Hu S., Zhu R., Liu S., Yang Z., Zhidong G., Yang F. and Yang C. Prospect of ultra-deep petroleum onshore China. – Energy Exploration and exploitation, 2014, Vol. 32, Number 1, p. 19–40.
6. Wu M.D. Sichuan Basin. – Proceedings of Schlumberger Well Evaluation Conference, China, 1985, p. 31–36.
7. Li Y., Xue Z., Cheng Z., Jiang H., Wang R. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China. – China Petroleum Exploration, 2020, Vol. 25, Issue 1, p. 45–57.
8. Yue Y., Liou J.G., and Graham S.A., Tectonic correlation of Beishan and Inner Mongolia orogens and its implications for the palinspastic reconstruction of north China, in Hendrix, M.S., and Davis, G.A., eds. – Paleozoic and Mesozoic tectonic evolution of central Asia: Geological Society of America Memoir, 2001, № 194, p. 101–116.
9. He D.F., Chen H.Y., Liu S.B., Pool-forming mechanism of Kekeya Condensate Oil and Gas Field. – Petroleum Exploration and Development, 1997, vol. 24, № 4, p. 28–32 (in Chinese with English abstract).
10. Wang Ruyue, Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China (Chinese). January 2020 DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.01.005.
11. Frenzel H.N., Bloomer R.R., Cline R.B., Cys J.M., Galley J.E., Gibson W.R., Hills J.M., King W.E., Seager W.R., Kottowski F.E., Thompson S., Luff G.C., Pearson B.T., Van Sicken D.C. The Permian basin region. Sedimentary cover – North American craton: US: Boulder, Colorado, Geological Society of America, 1988, The Geology of North America 2: 261–306.
12. Wanless H.R., Weller J.M., Correlation and Extent of Pennsylvanian Cyclothems. – GSA Bulletin, 1932, 43 (4), p. 1003–1016.
13. Wanless H.R., Shepard F. P. Sea level and climatic changes related to late Paleozoic cycles. – GSA Bulletin, 1936, 47 (8), p. 1177–1206.

14. Van Siclen, DeWitt C. Depositional Topography – Examples and Theory. – Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol., 1958, v. 42, № 8, p. 1897–1913.
15. Wilson J.L. The Stratigraphy of Carbonate Deposits. – In: Carbonate Facies in Geologic History, Springer Study Edition, Springer, NY, 1975.
16. Harper B. B., Puga-Bernabéu A., Droxler A., et al. Mixed Carbonate – Siliciclastic Sedimentation Along the Great Barrier Reef Upper Slope: A Challenge To the Reciprocal Sedimentation Model. – Journal of Sedimentary Research, 2015, 85(9), p. 1019–1036.
17. Schlager W. Carbonate Sedimentology and Sequence Stratigraphy – SEPM, 2005.
18. King P.B. Geology of the southern Guadalupe Mountains – U.S. Geological Survey Professional, Texas, 1948, paper 215.
19. Rich J.L. Three critical environments of deposition and criteria for recognition of rocks deposited in each of them. – Geol. Soc. Am. Bull., 1951, 62, p. 1–20.
20. Davydov V.I., Haig D.W., McCartain E. A latest Carboniferous warming spike recorded by a fusulinid-rich bioherm in Timor Leste Implications for East Gondwana deglaciation. – Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2013, V. 376, p. 22–38.
21. Ross C.A., Ross J.R.P. Late Paleozoic Sea Levels and Depositional Sequences. – Western Washington University, Geology Faculty Publications, 1987, 61.
22. Houseknecht D.W. Evolution from Passive Margin to Foreland Basin: The Atoka Formation of the Arkoma Basin, South-Central USA. – Foreland basins, 1986, p. 327–345.
23. Kennard J. M., Jackson M. J., Romine K. K., Shaw R. D. and Southgate P. N. Depositional sequences and associated petroleum systems of the Canning Basin –The Sedimentary Basins of Western Australia: Proceedings of Petroleum Exploration Society of Australia Symposium, 1994, p. 657–676.
24. Passmore V.L., Towner R.R. A history of Geological Exploration in the Canning Basin, Western Australia. – Earth Sciences History, 1987, Vol. 6, No. 2, Australian Papers, p. 159–177.
25. Kennard, J. M. et al New sequence perspective on the Devonian reef complex and the Frasnian-Famennian boundary, Canning Basin, Australia – Geology, 1992, vol. 20, p. 1135–1138.
26. Seyedmehdi Z. Sequence stratigraphy influenced by tectonics and implications for reservoir development, latest Devonian – Early Carboniferous ramp, Canning Basin, Australia. – Marine and Petroleum Geology, 2019, 99, p. 252–264.
27. Holz M., Vilas-Boas D. B., Troccoli E. B., Santana V. C. and Vidigal-Souza P. A. Conceptual Models for Sequence Stratigraphy of Continental Rift Successions – Stratigraphy & Timescales, 2017, vol. 2, p. 119–186.
28. Southgate P.N., Kennard J.M., Jackson M.J., O'Brien P.E., Sexton M.J. Reciprocal lowstand clastic and highstand carbonate sedimentation, subsurface Devonian Reef Complex, Canning Basin, Western Australia. – Carbonate Sequence Stratigraphy: Recent Development and Applications, 1993, vol. 57, p. 157–179.
29. Волож Ю А, Парасына В.С. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность. – Научный мир, Москва, 2008.
30. USGS, 2016. Assessment of Undiscovered Continuous Oil Resources in the Wolfcamp Shale of the Midland Basin, Permian Basin Province, Texas.
31. USGS, 2017. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources in the Spraberry Formation of the Midland Basin, Permian Basin Province, Texas.
32. USGS, 2018. Assessment of Undiscovered Continuous Oil and Gas Resources in the Wolfcamp Shale and Bone Spring Formation of the Delaware Basin, Permian Basin Province, New Mexico and Texas.
33. Хаин В.Е., Богданов Н.А. Международная тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления. – Институт литосферы окраинных и внутренних морей РАН, 2003.
34. Effimoff I. Future hydrocarbon potential of Kazakhstan. – Petroleum provinces of the twenty-first century: AAPG Memoir, 2001, vol. 74, p. 243–258.
35. Duffy O.B., et al. Lateral mobility of minibasins during shortening: Insights from the SE Precaspian Basin, Kazakhstan. – Journal of Structural Geology. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2017.02.002>.
36. Грачевский М.М. Палеогеоморфологические предпосылки распространения нефти и газа. Труды НИЛ «Зарубежгеология», вып. 32 – М.: «Недра», 1974, 156 с.
37. Исказиев К.О., Хафизов С.Ф. Краткий обзор турбидитных комплексов пермского мегабассейна (Техас и Нью-Мехико, США). – Институт компьютерных исследований, Ижевск, 2019, 188 с.

ҮЛКЕН ТЕРЕҢДІКТЕГІ МҰНАЙ: МҰНАЙ-ГАЗ БАСЕЙНДЕРІН САЛЫСТЫРУ ЖӘНЕ АСА ТЕРЕҢДІКТЕГІ КЕН ОРЫНДАРЫН ІЗДЕУ БОЛАШАҒЫ (СЫЧУАНЬ, ТАРИМ, ПЕРМЬ, КАННИНГ ЖӘНЕ КАСПИЙ БАСЕЙНДЕРІ)

Қ.О. Исказиев, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов

Мақалада мұнай мен газдың аса тереңдегі шоғырларын (тереңдігі 6000 м-ден астам) геологиялық зерттеу мен игеруде айтарлықтай тәжірибе жинақталған мұнай-газ бассейндері туралы, қарастырылған мұнай-газ бассейндері аумағындағы геологиялық құрылым, кенорындарын ашу туралы мәліметтер, сынақ нәтижелері, үлкен тереңдікке бұрғыланған ұңғымалар туралы деректер, қабаттық флюидтердің қорлары мен қасиеттері туралы мәліметтер қарастырылған.

Түйінді сөздер: Тарим және Сычуань бассейндері, Пермь бассейні, Каннинг бассейні, Каспий маңы бассейні, көмірсутектердің аса тереңдегі шоғырлары.

ULTRA-DEEP OIL: COMPARISON OF OIL AND GAS BEARING BASINS AND PROSPECTS FOR EXPLORATION FOR ULTRA-DEEP DEPOSITS (SICHUAN, TARIM, PERMIAN, CANNING AND PRECASPIAN BASINS)

K.O. Iskaziyeu, P.E. Syngaevskiy, S.F. Khafizov

The article reviews information on oil and gas bearing basins, where considerable experience has been accumulated in the geological study and development of the so-called ultra-deep oil and gas deposits (depths over 6000 m), on the geological structure, discoveries within the considered oil and gas basins, data on wells drilled to great depths, including test results, reservoir fluids reserves and properties.

Key words: Tarim and Sichuan basins, Permian basin, Canning basin, Precaspian basin, ultra-deep hydrocarbon deposits.

Информация об авторах

Исказиев Курмангазы Орынгазиевич – канд. геол.-мин. наук, профессор, генеральный директор, Председатель Правления АО «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», k.iskaziyeu@kmgp.kz.

АО «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», г. Нур-Султан, Казахстан

Сынгаевский Павел Евгеньевич – канд. геол.-мин. наук, старший советник, петрофизик, pavel.syngaevsky@chevron.com

Chevron, Хьюстон, штат Техас, США

Хафизов Сергей Фаизович – докт. геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа им. Губкина, khafizov@gubkin.ru. РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Российская Федерация