

УДК 553.98
МРНТИ 38.53.17

ФОРМИРОВАНИЕ И СОХРАНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Б.М. Куандыков¹, П.Е. Сынгаевский², С.Ф. Хафизов³

¹ «Меридиан Петролеум», г. Алматы, Казахстан

² Chevron, Хьюстон, Техас, США

³ РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Россия

В статье рассматриваются условия формирования коллекторов, которые сохраняют свои свойства на больших глубинах, а также геологические особенности, которые являются необходимыми для их сохранности при погружении. Поскольку факторы, обеспечивающие сохранность, являются весьма многообразными, их оцифровка – дело довольно сложное; скорее следует говорить об учете множества факторов, сочетании которых, причем не обязательно сразу всех, является достаточным для того, чтобы прогнозировать существование залежей углеводородов, – и, значит, в первую очередь, коллекторов – на глубинах, которые стали технологически доступными, таким образом, расширить диапазон геологического прогноза, который технологически уже обеспечен.

Ключевые слова: сверхглубокие разрезы, терригенные и карбонатные коллекторы, первичная и вторичная пористость, фильтрационно-емкостные свойства.

Введение

Интерес к так называемым «сверхглубоким» разрезам растет во всем мире. В значительной степени это связано с тем, что освоение сверхбольших глубин является очевидной альтернативой «сланцевой» нефти. И те, и другие проекты – «дети» технического прогресса, которые зачастую позволяют реализовывать их в уже освоенных районах. Но в отличие от больших глубин, освоение «сланцевых» месторождений не всегда и не везде возможно в силу, в числе прочего, экологических, законодательных и иных ограничений.

Понятие «сверхглубокие разрезы» меняется во времени. Если в 70–80-е гг., когда этот термин уже существовал, в качестве порога принималась отметка 4000 м, то сегодня мы говорим уже о 6000 м, понимая при этом, что технологически уже уверенно достигнут рубеж 8000 м.

Особый интерес здесь представляет опыт, накопленный в Китае, где работы по освоению больших и сверхбольших глубин проводятся в большинстве нефтегазоносных бассейнов (табл. 1, 2), и доля запасов, связанных с глубокими и сверхглубокими разрезами, неуклонно растет (рис. 1).

Таблица 1. Статистика по разведочным скважинам для разных бассейнов, доля глубоких и сверхглубоких разрезов (объекты глубже 5000 м) и запасы для сверхглубоких (более 6000 м) залежей

Бассейн и его площадь, км ²	Скважины, 2000–2019 гг., ед.			Запасы для сверхглубоких (суммарно), млрд т н.э.		
	ВСЕГО	>5К	>5К (%)	геологические	доказанные	извлекаемые
Сонглиао (260 000)	5 927	395	6,7	1,41		0,73
Бохай Бэй (78 000)	9 248	1740	18,8	2,43		0,78
Ордос (370 000)	8 491	1107	13,0	1,91		1,12
Сычуань (229 500)	3 696	2912	78,8	5,56	0,26	3,46
Куайдам (120 000)	2 576	111	4,3			
Джангар (381 000)	4 849	252	5,2	2,06		0,48
Тарим (530 000)	1 132	1064	94,0	8,58	2,29	3,88

В бассейнах Тарим и Сычуань с наибольшим объемом запасов доля глубоких скважин превышает 75%. В среднем за год в них было пробурено около 68 сверхглубоких скважин (146 и 53 ед. соответственно [1–3]).

Таблица 2. Распределение глубин основных перспективных интервалов карбонатов [1]

Обстановки осадконакопления	Бассейн	Возраст	Главные области	Глубины основных объектов, м	Площадь перспективной области (x104 км ²)	Ресурсы природного газа (x1012 м ³)
	Сычуань	Синан –Кембрий	Древняя структура Гаошити-Мохи	5500–6500	6,0	4,0
			Лешан-Гулонг	5000–6500	4,0	3,0
			Палеоподъем Лужоу	5000–6500	2,1	1,0
Палеосклоны и возвышенности	Тарим	Кембрий – Ордовик	Девяная структура Дожоу-Кайджанг	6000–7000	1,3	0,6
			Палеоподъем Табей	5000–8000	2,1	0,8
			Палеоподъем Хетман	5000–6500	2,6	0,8
			Древняя структура Тадонг	5000–7500	3,0	1,0
			Подъем Тажонг-Бачу Гу	5000–7500	2,8	1,8
Ордос	Ордос	Кембрий – Ордовик	Склон Макаати	7000–7500	0,5	0,5
			Центральный палеоподъем	4500–6500	3,2	3,0
			Пологие склоны (запад)	4500–6000	12,0	1,0
			Подъем Юминг	4500–6000	2,0	0,8
			Подъем Вейбей	4500–6000	0,8	0,5
			Внутрикратонные рифты и окраинные части карбонатных платформ	Сычуань	Синан–Триас	Трог Лиангпинг
Трог Хубей-Ченгкой	5500–6000	2,0				1,0
Свита Лонгванмао (восток)	6000–7000	1,5				0,5
Рифт Деян-Ануи	5000–7000	1,2				0,5
Структура Зонгба	6500–7500	0,2				0,3
Тарим	Кембрий – Ордовик	Структура Вужонгшан-Дахинчанг (юго-запад)		4000–5000	0,2	0,1
		Окраина Та-Жонг		5500–7500	0,7	1,0
		Окраина платформы Тадонг		5500–7000	0,9	0,8
		Кембрийская платформа Луннан		7000–7500	0,9	0,8
		Подъем Манхи		7000–8000	0,5	0,3
Ордос	Ордос	Ордовик	Юго-западная часть	4500–6500	2,0	1,0
			Трог Куинги, окраина	6000–7000	0,5	0,5
			Платформа Женгнинг	5500–6000	2,2	0,5

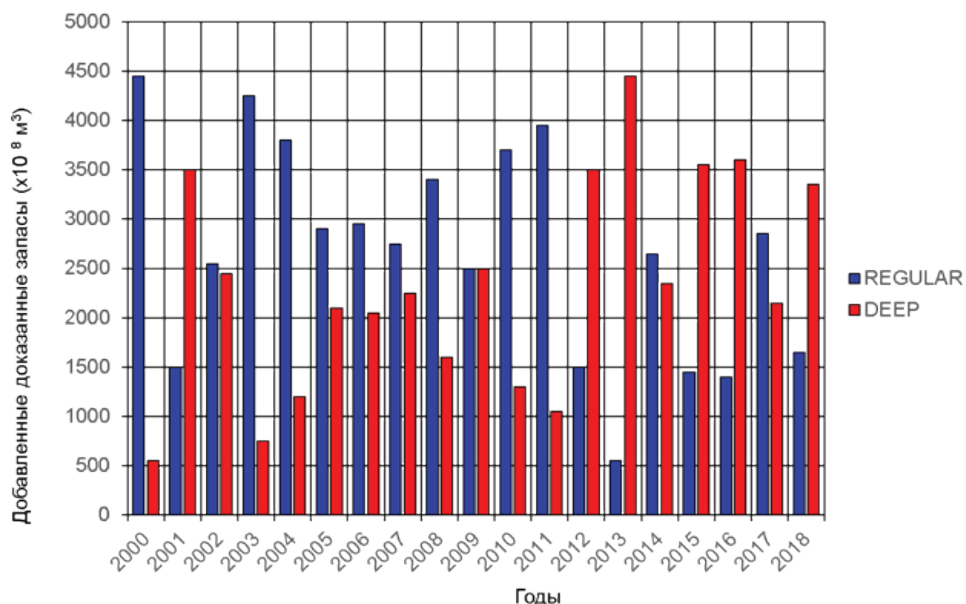


Рисунок 1. Распределение новых доказанных геологических запасов по категориям глубин: обычные и неглубокие разрезы, глубокие и сверхглубокие

Данные по основным 10 передовым прогибам и участкам склонов континентальных бассейнов Китая предоставлены компанией ПетроЧайна [1].

Следует особо отметить, что за последние 10–12 лет Китай совершил настоящий прорыв как в технической области поиска сверхглубоких залежей, так и в теоретическом их обосновании. Материалы, опубликованные для свободного доступа и активно обсуждаемые в различных академических структурах (университетах Северной Америки и Европы), представляют только «верхушку айсберга». Основываясь на опубликованных данных, а также на личном опыте одного из авторов (более 5 лет работы в заливе Бохай Бэй), можно утверждать, что основные исследования в области поиска и разведки новых залежей ведутся конфиденциально и весьма успешно.

В 2019–2021 гг. обозначилось практическое завершение так называемой «сланцевой революции» и уничтожение большинства участвовавших в ней независимых (в основном, североамериканских) нефтяных компаний. Следующее событие, влияющее на перераспределение рынка углеводородов (далее – УВ), будет связано именно с Китайской Народной Республикой и принципиальной сменой её роли – от крупного потребителя к возможному экспортеру. Особенно надо отметить, что

для контроля над ценами – потребителю энергоносителей нужны дешевые ресурсы – достаточно располагать собственными большими запасами.

Особая ценность китайского опыта для Казахстана состоит ещё и в том, что это наиболее наглядный и массовый пример освоения больших глубин в континентальных условиях. Не следует также забывать, что бассейн Тарим является наиболее близким аналогом Прикаспийского бассейна из всех бассейнов по всему миру (более 600).

Ключевым вопросом для больших глубин является сохранность фильтрационно-ёмкостных свойств (далее – ФЕС) коллекторов, в первую очередь, пористости. Порог в 4000 м принимался таковым не только по технологическим соображениям – в те времена достижение таких отметок уже не было проблемой, а, в первую очередь, именно из предпосылки, что ниже этой отметки наличие коллекторов является проблематичным. На Второй Всесоюзной конференции в Московском институте нефтехимической и газовой промышленности (сегодня – Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина) в 1979 г. две трети

докладов были посвящены именно этой проблеме [4]. Тем не менее сегодня геологи научились прогнозировать распространение коллекторов, достаточное для освоения качества на глубинах более 8000 м. Данная статья обобщает опыт таких работ с целью систематизации сведений о критериях, которые способствуют сохранности коллекторов там, где ранее это считалось невозможным.

Основные условия формирования коллекторов

Вопрос прогноза участков с улучшенными ФЕС является, вероятно, наиболее важным для оценки перспективности сверхглубоких разрезов. При этом ключевую роль играет так называемая структура пористости, характеризующая размер, распространение и связанность пустотного пространства. Одним из первых крупных обобщений распределения пористости и проницаемости с глубиной является работа Эхренберга, в которой статистически была обработана обширная база данных, включающая в себя более 35000 значений для терригенных разрезов и 13300 – для карбонатов [5]. На этих материалах можно отметить, что снижение пористости с глубиной для разных разрезов продолжается примерно до 3500–4500 м, после чего наблюдается «выполаживание» тренда, позволяющее экстраполировать значения абсолютной пористости до отметок более 5000–6000 м на уровне 8% для карбонатов и 10% для терригенных разностей.

Наиболее принципиальная разница между двумя типами коллекторов (терригенными и карбонатными) заключается в условиях их формирования (аллохтонных для песчаников и алевролитов и автохтонных для карбонатов) и существенно большей химической активности минеральных компонентов в карбонатах. Эти причины во многом определяют возможные процессы диагенеза и, соответственно, ФЕС при погружении. В связи с этим изменения пластовых температур (и палеотемператур) оказываются значительно более важны, чем абсолютные значения глубин залегания.

И для карбонатных, и для терригенных коллекторов типично снижение разброса значений ($P_{90}-P_{10}$) с глубиной; во всех случаях средняя пористость обломочных разностей оказывалась больше, чем хемогенных. Мы ожидаем сходного поведения

и для интервалов сверхбольших глубин (>6000 м), при этом карбонатные породы характеризуются существенно большими пропорциями относительного содержания низкопористых разностей (0–6%).

Это подтверждается предварительными результатами выборки по 150 залежам, сделанными на основании аннотаций к публикациям, включенным в базу данных Геофасетс (Geofacets, табл. 3). По имеющейся к настоящему времени в свободном доступе информации, статистически терригенные коллекторы палеозойского возраста выглядят несколько предпочтительнее, чем карбонатные.

В Мексиканском заливе основная часть песчаных разрезов – с проницаемостями от десятков до первых сотен миллидарси, но в отчетах указывают максимальные значения «до . и ниже». В табл. 3 приводятся максимальные значения. Такие величины не являются чем-то необычным и довольно часто встречаются, например, в Западной Сибири: в верхнемеловых частично неконсолидированных песчаниках сеноманского возраста, к которым приурочены гигантские газовые скопления, в нижнеюрских песчаниках шеркалинской свиты (Талинская площадь Краснотинского месторождения) или верхнеюрских песчаниках Урненско-Усановского месторождения (Уватский проект на юге Тюменской области).

В данном заливе песчаные тела, быстро погружающиеся на значительные глубины в результате оползания склона или отжима солей, могут сохранять полужидкое/неконсолидированное состояние. При этом пластовые воды начинают «поддерживать» зерна матрицы, частично снимая давление вышележащих пород и предотвращая уплотнение. В некоторых прослоях проницаемости из-за аномально высоких пластовых давлений (далее – АВПД) могут достигать очень существенных значений.

Также обращают на себя внимание аномально низкие значения проницаемости в Тариме. Эти исключительно низкие значения определяют проницаемость матрицы, при этом вклад микротрещиноватости (и просто трещиноватости) чаще всего не учитывается из-за особенностей подготовки образцов для лабораторных исследований. Опять-таки, уникальными такие коллекторы не являются. Замеряемые значения проницаемости высокопродуктивных эйфельских (бийских) доломити-

зированных известняков на Чинаревском месторождении также составляют доли миллиарды. Ещё один пример, приводимый в табл. 3, – Венский бассейн в Австрии.

В условиях глубокого погружения, длительного воздействия высоких пластовых давлений и температур и сложной многостадийной истории тектонических движений, часто встречаемой для палеозойских разрезв, потенциальные коллек-

торы проходят многочисленные стадии диагенетических преобразований (уплотнение, растворение под давлением, цементация), которые уничтожают поровое пространство. Практически все исследователи сходятся на трех основных факторах, определяющих наличие ФЕС: развитие первичной пористости, формирование вторичного пустотного пространства и их сохранение [11].

Таблица 3. Характеристика коллекторов некоторых сверхглубоких месторождений УВ [6–10]

Название	Год	Характеристика коллектора *				Запасы (дебиты)	
		тип флюида	глубина, м	пористость, %	проницаемость, мД	нефть, 10 ⁴ т	газ, 10 ⁸ м ³
Бассейн Сычуань, Китай							
Юань	2007	Газ, конд	7427	15,4			56,63
Бассейн Тарим, Китай							
Лунтан-1	2020	Нефть, газ	8200	3,3-4,4		134 м ³ /сут	45,917 м ³ /сут
Зонгшен-1	2010	Нефть, конденсат	6497	12,6%	0,0033	9,8 т/сут	5,4-70,000 м ³ /сут
Зонгшен-1	2010	Газ, конденсат	6671	8,8%	0,003–0,0061	7,2–23,86 т/сут	776–10381 м ³ /сут
Бассейн Анадарко (минибассейн Сагсби), США							
Миллз Франки	2006	Газ	8083	22,3			112
Венский Бассейн, Австрия [8]							
Шонкиршен Т32	1967	Газ	6009	1,7	1,32		
Зистерсдорф УТ1а	1980	Газ	7544	Выброс газа, авария и ликвидация (К2)			
Зистерсдорф УТ2А	1983	газ	8553	3,0	0,001	13,6	0,08
Маустренк УТ1	1984	Газ и нефть (J3)	6563			1986 ИП=нефть	
Адерклаа УТ1а	1985	газ	6630			Некоммерческие притоки	
Мексиканский Залив, США Мексика							
Принцесса	2000	Нефть, газ	9046	25		1759,89	73,34
К2	2004	Нефть, газ	7887	22	2000	1428,5	33,98
Уано	2000	Нефть, газ, конденсат	7681	29	505	696,75	38,82
Плутон	2000	Нефть, газ, конденсат	7176	36	1496	144,61	28,72
Мак-Кинли	2000	Нефть, газ	7120	36		155,66	9,7
Доусон Дип	2001	Нефть, газ	7620	35	45	136,43	1,98
Таити	2002	Нефть, газ	8225	25	2000	5457,03	57,77
Шензи	2002	Нефть, газ	7356	25	2000	4774,9	49,55
Телемарк	2000	Нефть, газ	7159	30	1778	182,81	5,67
Озона Дип	2002	Нефть, газ	7030	31	950	682,13	9,91
Тонга	2003	Нефть, газ	8289	25	2000	1364,26	19,82
Табулар Белз	2003	Нефть, газ	8160	30	700	2728,51	39,64
Стиргис	2003	Нефть, газ	7324	25		1882,67	55,78
Нотти Хед	2005	Нефть, газ	9333	25		3069,58	38,23
Банзай	2005	Нефть	8082	24	600	2046,38	29,73
Пони	2006	Нефть, газ	8823	25	2000	2455,66	35,40

Название	Год	Характеристика коллектора *				Запасы (дебиты)	
		тип флюида	глубина, м	пористость, %	проницаемость, мД	нефть, 10 ⁴ т	газ, 10 ⁹ м ³
Каскида	2006	Нефть, газ	8116	28	200	8867,67	99,11
Фрейсиан	2006	Нефть, газ	7797	28	2000	1364,26	19,82
Цезарь	2006	Нефть, газ	7698	25	2000	1023,19	14,72
Джулия	2007	Нефть, газ	7533	28	200	1909,96	16,99
Кодиак	2008	Нефть, газ	7975	26	620	682,13	9,36
Свобода	2008	Нефть, газ	7134	30	650	2592,09	39,64
Самурай	2009	Нефть	8627	25	2000	1239,67	16,99
Тибр	2009	Нефть	9426	28	200	8264,46	113,27
Вито	2009	Нефть, газ	8523	30	300	1101,93	33,98
Шенандоа	2009	Нефть, газ	7628	28	200	2523,87	25,49
Хейдельберг	2009	Нефть, газ	7053	25	2000	1296,04	16,99

Формирование первичной пористости

Обычно обширные участки со значительной первичной пористостью терригенных коллекторов формируются в условиях активной среды, к которым относятся верхние части переработанных дельт, центральные части русел, а в глубоководных условиях – турбидитные системы. Сохранение первичной пористости может быть связано с мономинеральным (преимущественно кварцевым) составом обломочной части, низкой глинистостью, быстрым погружением и формированием АВГД и присутствием УВ.

Особый интерес вызывают песчаные комплексы золового происхождения, которые характеризуются повышенными сортировкой и окатанностью, преимущественно кварцевым составом и очень низким содержанием глинистых компонентов. Очень важную роль также играют хлоритовые пленки на зёрнах кварца. Во время дальнейшего погружения хлоритовая каемка, полностью покрывающая обломочные зерна, препятствует образованию вторичного кварца (кварцевой цементации), сохраняя первичную межгранулярную пористость (более 20%) и проницаемость (сотни миллидарси). Такие отложения способны выдерживать значительные глубины, сохраняя исходные свойства. В Мексиканском заливе, в свите Норфлет юрского возраста, с такими литофациями связаны промышленные запасы нефти, в т. ч. и на значительных отметках 7000–8000 м [12–14].

Перенос золовых разностей ветрами в сторону моря и их последующее переотложение турбидитными потоками в глубоководье может формировать своеобразные интервалы чередования алевролитовых и глинистых, обогащённых органикой, разностей. Такие комплексы относятся к сложнопостроенным УВ-системам, содержащим в себе как проводящие, так и генерирующие элементы. Мощность отдельных слоев колеблется в широких пределах от долей миллиметров до первых десятков сантиметров. Примером могут служить отложения плоскостного смыва нижнетриасового возраста свиты Монтни (Montney) в провинции Альберта, Канада [15]. Здесь, в так называемых «гибридных» системах мощностью от 150 до 360 м выявлены многочисленные коммерческие запасы нефти (1125 млн барр.), конденсата (14520 млн барр.) и газа (450 млрд куб. фут) [16]. Можно предположить, что золовые и золово-турбидитные (гибридные) литофации карбонового и пермо-триасового возраста будут также развиты в погруженных участках в восточной и северо-восточной частях Прикаспийского бассейна и должны рассматриваться в качестве одного из объектов поисков. Золовые образования с известной долей условности выделяются в восточной части Прикаспийской впадины. К ним могут быть отнесены хорошо отсортированные пески без фауны, содержащие мелкие линзовидные включения кирпично-красных глин типа такырных знаков [17].

Несколько отстоит от основной темы статьи, но является крайне важным экономический аспект разработки таких залежей. Следует отметить, что разработка залежей свиты Монтни, относящейся к так называемым «нетрадиционным» (unconventional) коллекторам, показала удивительную «стойкость» к колебаниям цен на УВ. В 2018–2019 гг. отметка «безубыточности» (break-even price) примерно равнялась 25 долл. США/барр., но при определенных изменениях налогообложения (льготах), предложенных правительством Канады (21 октября 2020 г.), опустилась и до 16 долл. США/барр. Это самая низкая break-even price из всех сланцевых проектов. Также высокую эффективность демонстрирует и проект освоения глубокозалегающих золотых песчаников свиты Норфлет. Все это свидетельствует о том, что прогноз развития золотых песчаников, распространение которых существенно шире, чем обычно предполагается, является важной задачей при прогнозировании глобозалегающих залежей.

Для карбонатных разностей присутствие интервалов, сформировавшихся в условиях высокой (волновой) энергии, также является критическим фактором на их начальных стадиях. Такие условия связаны с комплексами окраин карбонатных платформ и рифовыми побережьями, которые могут занимать обширные пространства. По данным бурения на месторождении Янгба, эти отложения покрывают площадь по крайней мере в 350 км², а их начальная пористость до уплотнения достигала 40% [18].

Формирование вторичной пористости

Вторичная пористость в сверхглубоких разрезах присутствует и в терригенных, и в карбонатных разностях, однако для хемогенных образований она играет определяющую роль. В формировании вторичного пространства, как правило, абсолютно доминирующую роль играют растворение и трещиноватость. И в терригенных, и в карбонатных породах процессы растворения активизируются при смене пластовых вод, особенно в присутствии более горячих, гидротермальных рассолов. Однако, помимо растворения, горячие воды также вызывают формирование вторичных глинистых минералов, кварцевую и/или кальцитовую цементацию. Дополнительные улучшения

ФЕС часто связывают с органическими кислотами, выделяющимися при трансформации органического вещества [19]. В карбонатных коллекторах, кроме упомянутых, значительную роль играют процессы вторичной доломитизации. Сходные условия формирования коллекторов описываются и в свите Элленбургер (Пермский мега-бассейн, Техас), где залежи УВ выявлены в обширном интервале глубин, в т.ч. и для интервала глубин в 6600–6800 м [20].

Растворение – основной механизм формирования вторичной пористости в карбонатных разностях. Оно чаще всего происходит, когда породы подвергаются воздействию пресных, соленых и/или горячих гидротермальных вод. Для отложенных рифовых окраин такое разрушение начинается практически одновременно с их образованием [21]. Карбонатные образования окраинных платформ и внутриплатформенных областей располагаются на приподнятых участках и исключительно чувствительны к колебаниям уровня моря. Во время частых подъёмов и падений рифовые образования и участки карбонатных побережий выходят на поверхность, выветриваются и подвергаются разрушению метеорными водами [22]. Эти преобразования характеризуются изменениями изотопного состава углерода и кислорода, а также обилием участков с порами растворения, формирующими неоднородную структуру будущих коллекторов.

Процессы эпигенетического карстообразования, развивающиеся вдоль крупных несогласий, часто являются ключевым фактором формирования массивов коллекторов. Обширные участки растворения под эрозионными поверхностями могут затрагивать интервалы до первых сотен метров. Многочисленные залежи глубоких и сверхглубоких месторождений континентальных областей Китая были выявлены именно в таких разностях (рис. 2).

Дополнительно к этим изменениям при погружении на значительные глубины начинаются процессы растворения подземными флюидами. Органические кислоты, полученные при преобразовании органики, и другие компоненты могут взаимодействовать с участками карбонатной цементации и зёрнами матрицы (полевыми шпатами и некоторыми обломочными фрагментами), формируя вторичные поры. Однако эти же процессы могут приводить к образованию глинистых компонентов и

вторичной (кварцевой) цементации. В случае если продукты растворения не выводятся из коллектора, они могут частично

или полностью изолировать новообразованное пустотное пространство [24].

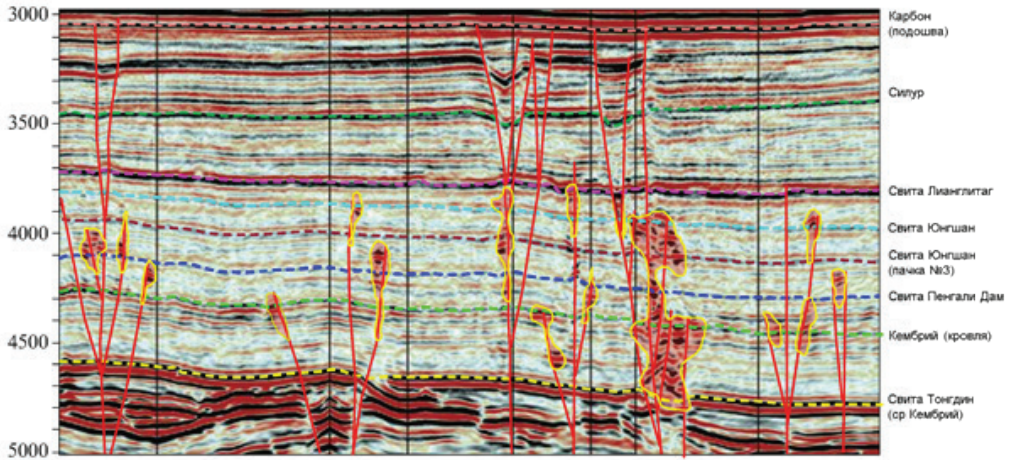


Рисунок 2. Интерпретация сейсмического профиля (композит) через область Табей-Тажонг с карбонатными коллекторами карстовых областей, контролируемые разломами

Отметка в 4500 мсек примерно соответствует глубине 8000 м. Цветом выделены основные опорные горизонты и аномалии, предположительно связанные с УВ в карстовых образованиях [23]

Существуют весьма разнообразные точки зрения на влияние этих процессов на карбонатные образования. Большая часть исследователей склоняется к тому, что растворение, связанное с органически-

ми кислотами, CO_2 , H_2S и гидротермальными флюидами, является критическим фактором в формировании сверхглубоких коллекторов.

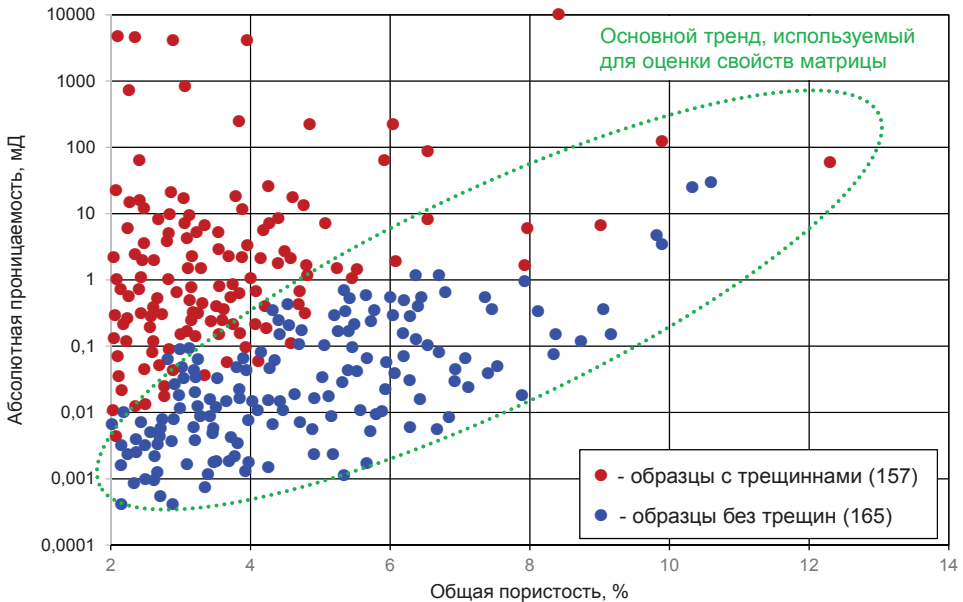


Рисунок 3. Связь пористости и проницаемости сверхглубоких карбонатных коллекторов пластов Денг-IV в бассейне Сычуань [25]

Карбонатные (в т.ч. с трещинами растворения) разности всегда содержат 2% и более связанной воды.

Вторым по значимости процессом считают формирование микро- и макротрещиноватости. Связанные с тектоническими подвижками разрывы не только увеличивают пористость системы, но и обеспечивают существование повышения её проницаемости (рис. 3). Они также могут обеспечивать подток глубинных флюидов различного состава, которые на определенных этапах развития системы вызывают растворение. Преобразование керогена, генерация и разрушение нефти в пластовых условиях всегда приводят к образованию участков микроАВГД и растрескиванию материнской породы. При наличии большого числа микротрещин система становится весьма проницаемой. Месторождение Янгба находится на относительно стабильном участке северной оконечности депрессионной части бассейна Сычуань, для которой характерна незначительная степень структурно-тектонических деформаций. Эти условия нельзя считать предпочтительными для развития трещиноватости. Однако доломитовые коллекторы месторождения содержат густую сеть микротрещин с незначительными углами наклона и не связанной с региональными тектоническими напряжениями ориентировкой [2]. Направленность развития является дендритовой, радиальной или пересекающейся, и подавляющая часть заполнена пиробитумами. На участках, представленных породами-неколлекторами известнякового состава, такие трещины отсутствуют. В этом случае микротрещиноватость доломитовых разностей связана с АВГД, вызванным разрушением нефти, которое в верхнеюрское и нижнемеловое время доходило до коэффициента 2,19.

Еще одним важным фактором является доломитизация – процесс, при котором на начальной стадии открытия поровой системы происходит замещение Ca^{2+} на Mg^{2+} , приводящее к уменьшению объёма кристаллической матрицы. Помимо этого, дополнительным преимуществом является преобразование структуры карбонатной породы, которая становится значительно более стойкой к воздействию уплотнения. Поэтому, по сравнению с известняками, поровое пространство в доломитовых разностях значительно лучше сохраняется. Также преимуществом является хрупкость доломитов, которые более других карбонатных разностей подвержены трещиноватости. Все это позволило утверждать, что

в рассматриваемых разрезах континентального Китая доломитовые разности являются предпочтительными для развития глубоких и сверхглубоких коллекторов [26]. Типичным примером являются разрезы свиты Чангхинг (Changxing), в коллекторах которой было обнаружено крупное газовое месторождение Янгба. Зона лучших коллекторов в упомянутых среднедевонских отложениях на Чинаревском месторождении в Северной бортовой зоне Прикаспийской синеклизы также связана с обширным распространением процессов доломитизации.

Основные условия сохранности коллекторов

Столь же важными, как и развитие вторичной пористости, являются процессы сохранения первичного и вторичного пустотного пространства. Основные факторы, отвечающие за это, относятся как к карбонатным, так и терригенным разностям:

- низкий геотермальный градиент (низкие температуры – низкая активность различных компонент, разрушающих обломочную часть и/или переоткладывающих вторичные минералы, уничтожая поровое пространство и поровые каналы);

- наличие эвапоритов (солей), снижающих как давление вышележащих толщ, так и температуру;

- быстрое захоронение на значительную глубину. Как дополнительный вариант – сначала медленное захоронение на незначительных глубинах: при первоначальном медленном захоронении образуются глинистые (хлоритовые) корки или покровы зерен, которые помогают замедлить вторичные процессы, при последующем быстром захоронении (например, Мексиканский залив) вторичные процессы не успевают значительно изменить породу и особенно структуру порового пространства. А в коллекторах, оказавшихся на значительной глубине и в «изоляции», высоки шансы образования АВГД, которое замедляет диагенетические процессы);

- мономинеральный (преимущественно кварцевый для терригенных разностей) состав обломочной части. В качестве примеров можно привести:

- все объекты свиты Норфлет: Мексиканский залив и побережье залива, возраст – юра;

- песчаники свиты Тускалуса побережье Мексиканского залива (возраст – мел);

- одновозрастные разрезы Северного моря (свита Агат) и Пакистана (нижняя часть формации Гору);

- песчаники в южной и юго-западной частях Баренцева моря (Т2-Т3);

- ранняя цементация, в т. ч. глинистым цементом. Карбонатный коллектор нарастает на зернах, часто регенерируя их, и изолирует поры, блокируя поровые каналы. Глинистые корки формируются настолько мелкими частицами, что их вклад в уменьшение диаметра каналов и снижение проницаемости незначителен. При этом состав играет роль: так «работает» только хлорит, другие глинистые минералы (каолинит, иллит) при их образовании снижают ФЕС значительно более эффективно;

- формирование АВПД;

- раннее поступление УВ.

Особенное влияние оказывают ранние процессы миграции УВ. Помимо поступления с ними целого ряда агрессивных компонентов (H_2S , CO_2), они меняют состав пластовой (в т.ч. капиллярно связанной) воды, делая её слабокислотной, что существенно останавливает процессы цементации, позволяя сохранить первичную или вторичную пористости [27]. В некоторых случаях УВ могут частично или полностью менять гидрофильность поверхности порового пространства. Это чаще отмечается для случаев термального разложения нефти на глубине и образования так называемых пиробитумов. В такой ситуации формирование вторичных минералов типа кварца или доломита существенно уменьшается.

Формирование и сохранение залежей УВ на сверхбольших глубинах

Статистика, приводимая по китайским сверхглубоким разрезам, показывает, что большинство залежей УВ крупного и среднего размера находятся в непосредственной близости от их основного источника [2]. Вероятно, это объясняется тем, что в такой ситуации пути миграции сравнительно небольшие, а интенсивность поступления УВ высока. Газовые залежи м. Янгба, обнаруженные в литофациях рифового побережья и окраины карбонатной платформы, находятся в непосредственном контакте с нефтематеринскими толщами пермско-

го возраста в свитах Далон и Вуйджапинг [28]. Свита Вуйджапинг (Wujiaping), в частности, характеризуется большими мощностями (30–80 м) и повышенным содержанием морской органики типа IIA – до 2 (вес. %). Согласно моделированию развития этой УВ системы, эти породы достигли пика генерации УВ в нижнеюрское время. Одновременно коллекторы по латерали переходят в обогащённые органикой литофации свиты Далон, которые являются их возрастным эквивалентом. Этот непосредственный контакт с потенциальным источником УВ повышает перспективность системы. Сходная ситуация отмечается и в бассейне Тарим, где песчаные разности области Кешен-Дабей мелового возраста залегают на триасовой нефтематеринской толще депрессии Кука.

Сохранность генерированных УВ, помимо наличия потенциального коллектора, обеспечивается присутствием покрышки. Для палеозойских пород необходимым условием сохранения изолирующих свойств будет являться относительная тектоническая стабильность. Исключением являются некоторые эвапориты (соли), присутствующие во многих бассейнах (Прикаспийском, Тарим, Мексиканском заливе и др.), которые благодаря своей пластичности сохраняют изолирующие свойства и служат практически абсолютными покрышками. Для рассматриваемых разрезов было предложено использование понятие «продолжительной сохранности УВ», которое может обосновывать наличие коммерческих залежей в различных (сложных) структурно-стратиграфических условиях. Месторождение Янгба перекрыто мощной толщей гипса (300–600 м), а в области Кешен-Дабей развита региональная толща эвапоритов и глинистых разностей палеогенового возраста от 100 до 1000 м. Давление на разрыв в этих разностях, измеренное в лабораторных условиях, достигает 60 МПа, что позволяет относить их к исключительно надежным покрышкам.

Открытия в основных нефтегазоносных бассейнах Китая сделаны в самых разных коллекторах, как карбонатных (карбонаты окраины и побережья рифовой платформы, побережья/пляж, трещиноватые (и микротрещиноватые) карбонаты, карсты, коры выветривания карбонатных массивов, доломиты), так и в терригенных, например, в терригенных разностях дель-

тового комплекса (табл. 4). Возраст пород коллекторов имеет очень широкий временной интервал от ордовика до палеогена (табл. 5). Типизация разрезов приводится в табл. 6. При этом получаемые результаты

из всех разностей являются промышленно значимыми. Сводка результатов бурения сверхглубоких скважин на структурах в бассейне Тарим приведена в табл. 7.

Таблица 4. Характеристика литофаций сверхглубоких залежей в бассейнах Сычуань и Тарим

Бассейн	Месторождение/скважина	литофации
Сычуань	Янба, свиты Фейхиангуан (Т1), и Чангхин (РЗ)	Карбонаты окраины и побережья рифовой платформы на глубинах 6500–7110 м, пористость 5,2% (Р50)
	Свита Лейкоупо (Карбона)	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 (О1-2)	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)	Трециноватые (и микротрециноватые) 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 Хиаорб-лак (Кембрий) Скв. Жонгшен № 5	Трециноватые карбонаты; 6,861-6,944 (газ) 6562–6671 м (конденсат)

Таблица 5. Результаты испытаний некоторые сверхглубоких скважин Китая

Скважина	Возраст	Литология	Интервалы, м	Описание испытаний	Приток	
					нефть, т/сут	газ, 10 ⁴ м ³ /сут
Бассейн Тарим						
Репу 3	О	карбонаты	6977–7045	Открытый ствол, 4 мм штуцер	95,3	3,9
Жонгу 16	О	карбонаты	6224–6226	6 мм штуцер	154,4	5,4
Гученг 6	О	карбонаты	6144–6169	8 мм штуцер		26,4
Туопу 39	О	карбонаты	6950–7110	3,5 мм штуцер	96,2	1,07
Кешен 2	К	песчаники	6573–6697	ГРП, 8 мм штуцер		46
Дабей 3	Рg	песчаники	7058–7091	ГРП, 6 мм штуцер		41,6
Бози 1	К	песчаники	7014–7084	5 мм штуцер	29,5	24,5
Дабей 302	К	песчаники	7209–7244	10 мм штуцер		116,15
Бассейн Сычуань						
Лонганг 1	Р	карбонаты	6218–6240	Кислота, открытый ствол		187
Лонганг 11	Р	карбонаты	6135–6415	Кислота, открытый ствол		331
Бассейн Бохай Бэй						
Ньюдонг 1	О	карбонаты	5641–6027	Кислота, ГРП	642,9	56,3

Таблица 6. Типизация коллекторов сверхглубоких разрезов [2]

Основные литофации	Возраст	Бассейны, и основные открытия
Карбонатный		
Окраины карбонатной платформы, рифовые побережья	P3-T1 и O	Бассейн Сычуань, м. Янгба, свиты Чангхинг и Фейхиангуан Бассейн Тарим, структура Тажонг, скв. 1
Побережье (обломочный пляж)	C	Бассейн Тарим, структура Тажонг, скв. 4
Доломиты	C	Бассейн Сычуань
Карстовая кора выветривая	O-S	Бассейн Тарим, структуры Тахи, Ханилкатам, Луннан, Лунгу
Связанные с разломом зоны трещиноватости	O-S	Бассейн Тарим, м. Шунбэй
Терригенный		
Дельтовый комплекс	K	Бассейн северный Тарим, м. Кешен-Дабэй

Таблица 7. Основные результаты сверхглубокого бурения в бассейне Тарим [29]

Структура	Свита	Тип коллектора	Глубина залегания, м	Скважины	Год открытия	Результаты опробования
Выступ Башня	Юнган (Ордовик)	Песчанистые известняки	5300–7000	TZ169, ZG10, Z1, SUN7	2003	SUN7 6819,31 – 6912,0 м, нефть = 20,4 м³/сут и газ = 110,871 м³/сут, на 4 мм штуцере
Подъем Шая (глубокая часть)	Юниянь (ε-O ₂)	трещинный	6000–8408	TS1, YQ6	2010	TS1 6800 – 7358 м, приток воды = 26,27 м³/сут
Склон Мехетти	Пенглайба (O ₁)	Кавернозные доломиты	6400–6900	YB5, YB7	2012	YB7, 6290–6414 м, нефть = 41,56 м³, на 12 мм штуцере
Выступ Башня	Подсолевой Кембрий	Пористые доломиты	5500–8000	TC1, ZS1, MB1, BT5	2012	ZS1 6861–6944 м, газ = 216,677 м³/сут на 6 мм штуцере
Руины Древнего Города	Вутонг (O ₁ – O ₂)	Доломиты с гидротермальной трещиноватостью	6000–6700	GL1, GC6	2012	GC6 6144–6169 м, газ = 26,4×104 м³/сут на 8 мм штуцере, пластовое давление 30,4 МПа
Подъем Сая (южный)	O ₂	карст	6500–7500	YJ1X, YJ2X	2012	YJ1X, нефть (безводная) = 102,5 т/сут и газ = 46,319 м³/сут на 4 мм штуцере, давление (нефт. части) = 37,9 МПа
Сантокл (южный)	Пенглайба (O ₁)	Известняки с гидротермальной трещиноватостью	6400–7200	SN4, SN5	2013	SN5 7176–7184 м, открытый ствол, фонтан газ = 121,1–165,8 ×104 м³/сут
Сантокл (северный)	В кровле O ₂	Известняки с гидротермальной трещиноватостью	7658	ST1	2015	ST1, 7658 м, газ, максимальный суточный приток = 35,8×104 м³

Таблица 8. Некоторые сверхглубокие скважины, м. Шунбей, бассейн Тарим [30]

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



Рисунок 4. Распределение доказанных геологических запасов бассейна Тарим по глубине [30]

Таким образом, на данный момент на практике доказано существование и сохранность коллекторов на глубинах 8000 м. Скважины, пробуренные за последние 5 лет, например, на месторождении Шунбей в бассейне Тарим, стабильно имеют забой на отметках, превышающих этот порог (табл. 8). Глубины, определяемые здесь как верхняя граница сверхглубоких разрезов (6000 м), постепенно становятся вполне конвенциональными. Это уже привело к тому, что, например, в бассейне Тарим 71% (2,94 из 4,13 млрд т н.э.) доказанных запасов приходится на интервал 5000–7000 м (рис. 4).

Прогноз коллекторов на больших глубинах сопряжен с целым рядом слож-

ных динамических реконструкций, но в целом является вполне осуществимым. Основным здесь является именно оценка динамики процесса – формирование первичной, а затем вторичной пористости, а также условия ее сохранности в процессе погружения. Наличие углеводородов в поровом пространстве также играет очень важную роль. Поскольку все эти процессы, включая преобразования УВ в коллекторе, тесно переплетены и многократно перекрываются, такой прогноз всегда будет неоднозначным. Но, как показывает опыт во многих регионах мира, в первую очередь в Китае, системный подход позволяет добиться хороших результатов.

Список использованной литературы

1. Jian Li, She Yuanqi, Gao Yang, Yang Guiru, Li Mingpeng, Yang Shen. Onshore deep and ultra-deep natural gas exploration fields and potentials in China. – China Petroleum exploration, 2019, vol. 24, no. 4.
2. Xusheng Guo, Dongfeng Hu, Yuping Li, Jinbao Duan, Xuefeng Zhang, Xiaojun Fan, Hua Duan, Wencheng Li. Theoretical Progress and Key Technologies of Onshore Ultra-Deep Oil/Gas Exploration. – ScienceDirect, Engineering, 2019, p. 458–470. DOI: 10.1016/j.eng.2019.01.012. 5
3. Chunchong Xu, Weihong Zou, Yueming Yang, Yong Duan, Yang Shen, Bing Luo, Chao Ni, Xiaodong Fu, Jianyong Zhang. Status and prospects of deep oil and gas resources exploration and development onshore China. – Journal of Natural Gas Geoscience, 2018, no. 3, p. 11-24. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2018.03.004>.
4. Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. – Тезисы докладов II Всесоюзной конференции. МИНХ и ГП им. Губкина, 1978, 218 с.
5. Ehrenberg S.N. and Nadeau P.H. Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships. AAPG Bulletin, 2005, v. 89, no. 4, pp. 435–445. DOI: 10.1306/11230404071.
6. <https://ihsmarket.com/product-type/consulting.html> (платный сервис)
7. <https://www.elsevier.com/solutions/geofacets> (платный сервис)
8. Strasser E. Applicability of Ultra-Deep Vienna Basin Drilling Experience for Future Exploration Requirements. – Master Thesis. Montanuniversität Leoben (Anwendbarkeit von Bohrerfahrungen im übertiefen Wiener Becken für zukünftige Erkundungsbohrungen), 2015. (<https://pure.unileoben.ac.at/portal/en/>)
9. Tian Jun, Yang Haijun, Wu Chao, Mo Tao, Zhu Wenhui, Shi Lingling. Discovery of Well Bozi 9 and ultra-deep natural gas exploration potential in the Kelasu tectonic zone of the Tarim Basin. – Natural Gas Industry, 2020, 40(1), p. 11–19 (in Chinese).
10. Li Jianzhong, Tao Xiaowan, Bai Bin, Huang Shipeng, Jiang Qingchun, Zhao Zhenyu, Chen Yanyan, Ma Debo, Zhang Liping, Li Ningxi, Song Wei. Geological conditions, reservoir evolution and favorable exploration directions of marine ultra-deep oil and gas in China. – Petroleum Exploration and Development, 2021, v. 48, Issue 1, p. 60–79 (online English edition of the Chinese language journal).
11. Heydari E. Porosity loss, fluid flow, and mass transfer in limestone reservoirs: application to the Upper Jurassic Smackover Formation, Mississippi. – AAPG Bull 2000, 84(1), 100–18.
12. Godo T. The Smackover-Norphlet Petroleum System, DeepWater Gulf of Mexico: Oil Fields, Oil Shows, and Dry Holes. – Gulf Coast Association of Geological Societies, 2019, 8, p. 104–152.
13. Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С. Ф. Нефть на больших глубинах. Залежи оффшорных месторождений Мексиканского залива. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2021, т. 3, № 1, с. 3–26. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi88859>
14. Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С. Ф. Нефть на больших глубинах. Залежи оффшорных месторождений Мексиканского залива в отложениях свиты Норфлет, История освоения и перспективы. Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2021, т. 3, № 2, с.3 – 20. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi89466>
15. Zonneveld J –P., Golding M., Moslow T.F., Orchard M.J., Playter T., Wilson N. Depositional framework of the Lower Triassic Montey Formation, west-central Alberta and north-eastern British Columbia. – Canadian Society of Petroleum Geologists, Canadian Society of Exploration Geophysicists, Joint Annual Meeting, Abstracts, 2011, p. 1–4.
16. National Board of Canada, 2020 (<https://www.canada.ca/en.html>)
17. Липатова В.В., Волож Ю.А., Самодуров В.И., Светличная Э.А. Триас Прикаспийской впадины и перспективы его нефтегазоносности. – Труды ВНИГНИ, Недрa, 1982, вып. 236М, 152 с.
18. Guo Xs, Hu Df, Li Yp, Duan Jb, Ji Ch, Duan H. Discovery and theoretical and technical innovations of Yuanba gas field in Sichuan Basin. – SW China, Pet Explor Dev, 2018; 45(1), p. 14–26.
19. Surdam R.C., Boese S.W., Crossey L.J. Role of organic and inorganic reactions in development of secondary porosity in sandstones: abstract. – AAPG Bull., 1982, 66, p. 635.

20. Dutton, S. P., Kim, E. M., Broadhead, R. F., Breton, C. L., Raatz, W. D., Ruppel, S. C., and Kerans, Charles, 2005, Play analysis and digital portfolio of major oil reservoirs in the Permian Basin: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology Report of Investigations No. 271, 287 p.
21. Sarg J.F. Oil and Gas Reservoirs and Coral Reefs. In: Hopley D. (eds) Encyclopedia of Modern Coral Reefs. Encyclopedia of Earth Sciences Series. – Springer, Dordrecht, 2011. DOI: https://doi.org/10.1007/978-90-481-2639-2_121
22. Ngia N.R., Hu M. & Gao D. Hydrocarbon reservoir development in reef and shoal complexes of the Lower Ordovician carbonate successions in the Tazhong Uplift in central Tarim basin, NW China: constraints from microfacies characteristics and sequence stratigraphy. – J Petrol Explor Prod Technol, 2020, 10, p. 2693–2720. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00936-y>
23. Haiqing He, Fan Tuzhi, Guo Xujie, Yang Tao, Zheng Min, Huang Fuxi, Gao Yang, 2021. Major achievements in oil and gas exploration of PetroChina during the 13th Five-Year Plan period and its development strategy for the 14th Five-Year Plan. – China Petroleum Exploration, 2021. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.01.002
24. Aschwanden L., Larryn W.D., Martin M., Donald W.D. Creation of Secondary Porosity in Dolostones by Upwelling Basement Water in the Foreland of the Alpine Orogen. – Geofluids, 2019, 23 p. DOI: <https://doi.org/10.1155/2019/5210404>.
25. Lu Wang, Yongming He, Xian Peng, Hui Deng, Yicheng Liu, Wei Xu, 2020. Pore structure characteristics of an ultradeep carbonate gas reservoir and their effects on gas storage and percolation capacities in the Deng IV member, Gaoshiti-Moxi Area, Sichuan Basin, SW China. – Marine and Petroleum Geology, 2020, 111, p. 44–65. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.08.012.
26. Zhang X.F., Shi K.B., Liu B., Yang Y.K., Wang J.Q. Retention processes and porosity preservation in deep carbonate reservoirs. – Geol Sci Tech Info, 2014; 33 (02), p. 80–5. (in Chinese).
27. Guo Xs, Guo TI, Huang Rc, Chen Zq. Reservoir development characteristics and prediction technologies of large Puguang–Yuanba gas field. – Eng Sci, 2010, 12(10), p. 82–90. (in Chinese).
28. Guo Xs, Hu Df, Li Yp, Duan Jb, Ji Ch, Duan H. Discovery and theoretical and technical innovations of Yuanba gas field in Sichuan Basin, SW China. – Pet Explor Dev 2018; 45(1), p. 14–26.
29. He ZI, Jin Xh, Wo YJ, Li Hl, Bai Zr, Jiao Cl, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics and exploration domains of ultra-deep marine carbonates in China. –China Petro Explor, 2016, 21(1), p. 3–14. (in Chinese).
30. Li Yang, Xue Zhaojie, Cheng Zhe, Jiang Haijun, Wang Ruyue. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China. – China Petroleum Exploration, 2020. DOI:10.3969/j.issn.1672-7703.2020.01.005 (in Chinese).

ҮЛКЕН ТЕРЕҢДІКТЕ КОЛЛЕКТОРЛАРДЫ ҚАЛЫПТАСТЫРУ ЖӘНЕ САҚТАУ

Б.М. Қуандықов¹, П.Е. Сынгаевский², С.Ф. Хафизов³

¹ «Меридиан Петролеум», Алматы қ-сы, Қазақстан

² Chevron, Хьюстон, Техас, АҚШ

³ Губкин атындағы мұнай және газ РМУ, Мәскеу қ-сы, Ресей

Мақалада үлкен тереңдікте өз қасиеттерін сақтайтын коллекторларды қалыптастыру шарттары, және де оларды батыру кезінде сақтау үшін қажетті болатын геологиялық ерекшеліктері қарастырылады. Қауіпсіздікті қамтамасыз ететін факторлар өте алуан түрлі болғандықтан, оларды цифрландыру өте күрделі мәселе; керісінше, көптеген факторларды ескеру туралы айту керек, олардың үйлесуі бірден бола бермейді, бұл технологиялық қол жетімді болған тереңдікте көмірсутектер кен орындарының болуын болжау үшін жеткілікті болып табылады (демек, бірінші кезекте коллекторлар), яғни технологиялық тұрғыдан қамтамасыз етілген геологиялық болжамның ауқымын кеңейту.

Негізгі сөздер: аса терең қималар, терригенді және карбонатты коллекторлар, бастапқы және қайталама кеуектілік, сүзгілі-сыйлымдылық қасиеттері.

FORMATION AND PRESERVATION OF RESERVOIRS AT GREAT DEPTH

B.M. Kuandykov¹, P.E. Syngaevskii², S.F. Hafizov³

¹Meridian Petroleum", Almaty city, Kazakhstan

²Chevron, Houston, Texas, USA

³Russian State University of oil and gas named after Gubkina, Moscow, Russia

The article comprises of the conditions for the formation of reservoirs that retain their properties at great depths, as well as the geological features that are necessary for their safety during subsidence. Since the factors that ensure preservation are very diverse, their digitization is quite difficult; rather, we should say on considering many factors, the combination of which, and not necessarily all at once, is sufficient to forecast the existence of hydrocarbon deposits (and therefore, first of all, reservoirs) at depths that have become technologically accessible, that is, to expand the range geological forecast, which is technologically achieved.

Key words: ultra-deep sections, terrigenous and carbonate reservoirs, primary and secondary porosity, reservoir properties.

Информация об авторах

Куандыков Балтабек Муханович – профессор, президент, btmku@meridian-petroleum.kz.

АО «Меридиан Петролеум», г. Алматы, Казахстан

Сынгаевский Павел Евгеньевич – докт. PhD, старший советник-петрофизик, 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

Хафизов Сергей Фаизович – 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