

Таблица 2

Расчётные параметры количественной оценки вторичной ёмкости верхнемелового коллектора депрессионных зон

№ п/п	Параметры	Условные обозначения	Единицы измерения	Величины параметров		Примечание
				Каранай-аульская синклиналь	Бильгадинская синклиналь	
1.	Максимальная кривизна в плоскости малой оси	$K_{\max}$	1/км	0,04	0,19	
2.	Минимальная кривизна в плоскости большой оси	$K_{\min}$	1/км	0,008	-	Большая ось не определена
3.	Мощность толщи	$H$	км	0,5	0,25	
4.	Максимальная геостатическая нагрузка	$P_{\max}$	кг/см <sup>2</sup>	2000	2000	
5.	Геостатическая нагрузка на замок синклинали	$P_{\text{св}}$	кг/см <sup>2</sup>	1300	650	
6.	Поправочный коэффициент за хрупкие свойства	$K_{\text{хр}}$	-	0,35	0,67	
7.	Поправочный коэффициент за упругие свойства	$K_{\text{уп}}$	-	0,75	0,04	
8.	Поправочный коэффициент за пустотность трещин	$K_{\text{пуст}}$	-	0,50	0,50	
9.	Поправочный коэффициент за температуру, °С	$K$	-	0,99	0,99	
10.	Коэффициент дислокации	$K_{\text{д}}$	-	0,069	0,078	

В целом результаты определения оценочных критериев свидетельствуют о благоприятных обстоятельствах возможной аккумуляции промышленных скоплений УВ в некоторых частях синклинальных прогибов. Хотя величина 0,027 лежит слева зоны неоднозначности (0,056 – 0,077 %) и представляет собой отрицательный результат, величина 0,185 – значительно правее этой зоны и интерпретируется, как вполне надёжный ёмкостный параметр верхнемелового коллектора. К примеру, в скважине 25 Димитровской площади интервалы верхнего мела с такой характеристикой проявляют себя значительными поглощениями бурового раствора (В.В. Холодилов. 1999). Что касается фрагмента Бильгадинской синклинали, то коллекторская характеристика здесь ещё более впечатляющая (0,66 %) и лежит далеко за пределами неоднозначности в области промышленных коллекторов.

Особенно следует подчеркнуть, что использование параметров трещинной пористости в качестве критериев оценки нефтегазоносности верхнемеловых карбонатных пород обусловлено, во-первых, высокой его информативностью по сравнению с другими параметрами коллекторских показателей, во-вторых, ведущей ролью трещиноватости в ФЕС коллектора. Другие генетические виды пустот (кавернозность, выщелачивание и пр.), которые могут развиваться в трещинном субстрате, лишь увеличивают ёмкостные параметры пород.

Необходимо учесть и ещё одно обстоятельство. Рассмотренные величины  $m_T$  являются средневзвешенными по всей мощности отложений, а не по отдельным интервалам в зависимости от литологических особенностей пород. В этом плане, как показал опыт освоения месторождений, особого внимания заслуживают отложения кампанского и санктонского ярусов, представленные чистыми разностями известняков, обладающими наиболее хрупкими свойствами. Перечисленные обстоятельства могут иметь решающее значение при окончательной оценке нефтегазоносности карбонатных отложений верхнего мела в депрессионных зонах Предгорного Дагестана.

#### Литература

1. Агамов В.А., Мустафаев Н.Б., Холодилов В.В. и др. Особенности оценки ёмкостных свойств карбонатных коллекторов нефти и газа Предгорного Дагестана. – Сборник научных трудов НК «Роснефть». М. 2003.
2. Агамов В.А. Новый способ определения трещинной ёмкости коллекторов. Решение о выдаче патента от 21 марта 2005 г. Заявка № 2002103778(003629). ФИПС. М. 2005 г.
3. Шарафутдинов Ф.Г., Мирзоев Д.А. и др. Геология нефтегазовых месторождений Дагестана и прилегающей акватории Каспийского моря. Махачкала. 2001.

### Современный уровень изученности нетрадиционных природных резервуаров в осадочно-породных бассейнах Дагестана

*В.А. Агамов*  
ИГ ДНЦ РАН

Длительное время теория и практика геолого-разведочных работ на углеводородное сырьё была ориентирована в основном на поиски месторождений в антиклинальных структурах. Это был первый этап изучения и освоения месторождений УВ в различных регионах мира. На смену ему пришёл более сложный этап – поиски и разведка УВ в структурах нетрадиционного типа. Если объектами исследования на первом этапе были относительно простые структуры (пласты и комплексы с антиклинальным пе-

регибом), то объектами изучения на втором – сложные геологические образования различного генезиса и морфологических особенностей, требующих сложных геолого-геофизических методов их обнаружения. Однако поиск и разведка нетрадиционных ловушек следует, как правило, при условии, когда исчерпан фонд традиционных структур, и, в некотором смысле удобен тем, что изыскания разворачиваются на территориях с определённым уровнем геологической изученности.

Судя по обзору мировой литературы, наметилась тенденция увеличения доли добычи нефти и газа из объектов, несвязанных с антиклинальными складками. В некоторых странах, к примеру, в США почти во всех нефтегазоносных бассейнах фонд неразведанных антиклинальных структур значительно сократился. Степень геолого-геофизической изученности территории, в том числе прямыми методами – бурением достигает в среднем  $100 \text{ м/км}^2$ , что приравнивается к уровню изученности наиболее разведанных регионов России (в Самарской области –  $108 \text{ м/км}^2$ ). По мнению специалистов США из залежей нетрадиционного типа в недалёком будущем будет извлекаться около 75 % свежей добываемой в стране нефти [2]. Увеличение количества открываемых месторождений неантиклинального типа отмечается в России, Украине, Азербайджане, Канаде, Мексике, Китае и других странах. В Северо-Китайском нефтегазоносном бассейне 30 % добываемой нефти приходится на долю нетрадиционных ловушек. В Азербайджане, на смежной с Дагестаном территории Сиазанской моноклинали, месторождения нефти и газа приурочены, в основном, к неантиклинальным структурам приразрывных трещиноватых зон. В Западном и Центральном Предкавказье в результате взаимодействия науки и производства открыт ряд месторождений УВ, содержащих залежи неантиклинального и комбинированного типов, часть из которых выявлена при поисках залежей на антиклинальных структурах. В Восточном Предкавказье поиски неантиклинальных залежей ведутся на южном склоне вала Карпинского в Восточно-Маньчском прогибе и Прикумской зоне поднятий.

Достаточно большой объём исследований ловушек различного типа обусловил возможность создания многочисленных схем общей классификации природных резервуаров. Наиболее значительные А.Г. Алексина, И.О. Брода, Н.А. Еременко, М.Ф. Мирчинка, Н.Ю. Успенской, В.Я. Ратнера и др. Из рубежных авторов следует отметить В.Б.Вилсона, К.Хилди, В.Л.Россела. Анализу наиболее важных классификаций посвящены работы Г.А.Габриэлянца (1973) В связи с классификацией возникают некоторые вопросы относительно терминологии [1].

Нам представляется применительно к ловушкам наиболее удачными терминами «традиционная» или «нетрадиционная», поскольку термин «структурная» не совсем точен, так как всякая ловушка предполагает определённую структуру, а термины «антиклинальная» или «неантиклинальная» не совсем корректны когда речь идёт о ловушках смешанного типа. Возвращаясь к классификации следует отметить, что в контексте настоящей статьи наиболее приемлемой является классификация В.Я. Ратнера и др. [3], где в качестве главного признака выделяется морфология резервуара (три типа), а каждый тип, в свою очередь, делится по генетическим признакам на классы. Первый тип (ловушки перегибов кровли резервуаров) включает в себя четыре класса: ловушки пликативных дислокаций при складкообразовании; ловушки структур обтекания над выступами любого происхождения; ловушки биогенных выступов рифогенного генезиса; ловушки эрозионных выступов. Второй тип (ловушки экранов слабопроницаемых пород) объединяет различные классы нетрадиционных ловушек, основными из которых являются: ловушки литологических экранов (выклинивание или замещение пород); ловушки дизъюнктивных экранов (экранирование по разрыву); ловушки стратиграфических экранов (экранирование по поверхности несогласия). Кроме того, второй тип объединяет три класса комбинированных ловушек по совокупности тех или иных признаков. На пример, комбинированные по литологическому и тектоническому признакам; литологическому и стратиграфическому; тектоническому и стратиграфическому. Третий тип (литологически замкнутые ловушки) подразделяется на три класса: ловушки аккумулятивных тел; эрозионно-аккумулятивных тел; ловушки за счёт процессов диагенеза и эпигенеза. Что касается ловушек, обусловленных процессами эпигенеза и диагенеза, то они представляют собой природные резервуары сформировавшиеся в результате неравномерного уплотнения осадков, цементации, вторичной трещиноватости, выветривания, растворяющего действия пластовых вод и других геологических процессов.

Как видим, нетрадиционные ловушки имеют более широкий спектр разнообразия по морфологии и генезису, но это не значит, что в реальной геологической обстановке и для конкретного региона они встречаются чаще, чем традиционные ловушки. Генетические особенности составляют научную основу прогнозирования зон распространения возможных ловушек нефти и газа, как в хорошо изученных, так и в новых регионах, в то время как морфологические особенности имеют прикладное значение и должны учитываться при выборе рационального комплекса поисково-разведочных работ.

В приведённой выше классификации не нашли отражение природные резервуары, представляющие собой синклинали изгиб коллекторской матрицы, и, так называемые замкнутые гидродинамические ловушки в виде оползневых глыб (олистолиды). Хотя те и другие нетрадиционные ловушки не имеют сколько-нибудь заметного распространения в различных регионах и нефтедобывающих районах, тем не менее они должны быть объектами изучения в Восточном Предкавказье и, в частности, Дагестане, поскольку к этому имеются определённые геологические предпосылки. Не исключено, что отмеченная классификация может быть пополнена классами нетрадиционных ловушек в виде: разуплотнённых тек-

тогенезом пород, и в том числе, глинистых, ранее считавшихся бесперспективными в плане коллекторских резервуаров; оползневых глыб карбонатных пород в глинистые; депрессионных зон (синклинальные прогибы). Именно в этих ловушках могут быть обнаружены промышленные скопления в Дагестане. Следует отметить, что Предкавказье является первым нефтедобывающим районом страны, где установлены залежи УВ, приуроченные к ловушкам неантиклинального типа. К настоящему времени в Предкавказском регионе (Краснодарский и Ставропольский края) открыто более 90 месторождений, содержащих залежи нетрадиционного и комбинированного типов. В Восточном Предкавказье поиски нетрадиционных залежей ведутся в межантиклинальных полях, где закладываются одиночные скважины (южный склон вала Карпинского, Восточно-Маньчский прогиб, Прикумская зона поднятий). Дагестан в плане открытий нетрадиционных залежей УВ является белым пятном и в последнее время усилиями науки и практики этот пробел существенно восполняется.

На представленной схеме по существу отражена степень изученности природных резервуаров всего осадочно-породного бассейна (мезокайнозойские отложения) Дагестана в тесной связи с нефтегазоносными (НГ) комплексами и свитами; флюидоупорами; литологией пород; тектоническими этажами. Всё это увязано с детальной стратиграфической шкалой от групп до горизонтов включительно. Следует отметить, что подобная интеграционная схема для территории Дагестана выполняется впервые. Наиболее существенный результат этих исследований заключается в том, что установленные (традиционные и нетрадиционные) и прогнозируемые ловушки тесно увязаны с нефтегазоносными свитами (региональные, локальные) и тектоническими этажами и дифференцированы по структурно-тектоническим зонам (платформенная часть предгорья, шельф Каспия).

Таблица 1.

**Нефтегазоносные комплексы, ловушки и коллекторы мезокайнозойских отложений Дагестана.**

Группа	Система	Отдел	Ярус Свита Горизонт	Тектонические этажи	Преобладающие породы	Природные резервуары и флюидоупоры	Нефтегазоносные комплексы (НГ) и свиты	Ловушки, коллекторы
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кайнозойская	Неогеновая	Плиоценовый	Апшеронский	Плиоценовый	Пески и глины	Система пластовых резервуаров		
			Акчагальский		Глины	Флюидоупор с локальными пластовыми резервуарами		
			Континентальная		Песчаники и глины	Система пластовых зональных резервуаров		
		Мэотический	Песчаники, известняки		Система пластовых зональных резервуаров			
		Сарматский	Глины		Флюидоупор большой мощности с локальным пластовым резервуаром			
		Конкский и Караганский	Песчаники и глины		Система пластовых резервуаров, коллектора и флюидоупоры примерно в равном соотношении	Локальные НГ свиты		
	Чокракский и Тарханский	Региональные НГ свиты						
	Майкопская							
	Палеогеновая	Олигоцен-новый	Хадумская	Плиоцен-миоценовый	Глины, алевролиты	Флюидоупор большой мощности с совершенными экранящими свойствами в нижней части, а в Равнинном Дагестане – по всему разрезу – локальные пластовые резервуары малой пластовой ёмкости.	Локально НГ свита	Нетрадиционные типы ловушек: руковообразные, литологически экранярованные, литологически осложнённые, катагенетические, структурные залежи - пластово-сводовые. Прогнозируемые: клиноформные, олистоитовые, трещино-жильные, врезные (палеорусовые).
			Форманиферовая		Мергели и глины	Резервуар массивный малой ёмкости		
		Эоцен-палеоценовый	Известняки и мергели		Резервуар пластово-массивный малой ёмкости, флюидоупор с несовершенными экранящими свойствами.	Локально НГ свита		
	Мезозойская	Меловая	Верхний	Датский	Малым-меловой	Известняки	Резервуар массивный большой суммарной ёмкости	Регионально НГ комплексы
Маастрихтский								
Кампанский								
Сантонский								
Коньякский								
Туронский								
Сеноманский		Альбский	Глины и песчаники	Флюидоупор, содержащий в Равнинном Дагестане пластовые резервуары.	Локально НГ комплекс			
Аптецкий						Система пластовых резервуаров: коллектора и флюидоупоры примерно в равном соотношении.		
Барремский								
Готеривский								
Валанжинский								
Берриасский								
Титонский	Известняки, песчаники и глины	Резервуар массивный с зональным флюидоупором в кровле – в Предгорном Дагестане, и системы пластовых резервуаров (коллектора преобладают над флюидоупорами) – в Равнинном Дагестане.	Регионально НГ комплекс					
Кимериджский				Доломиты, известняки, песчаники	Резервуар массивный изменчивой мощности.			

	Средний	Окфордский	Нижне-среднеюрский	Глины и	Флюидоупор с пластовыми резервуарами небольшой ёмкости.	Регионально (на Равнине) и прогнозно (в Предгорьях) НГ комплекс	Антиклинальные структуры. Традиционные ловушки. Трещинные и трещино-каверзные коллектора.	
		Келловейский						
		Батский						
		Байосский						
		Хивская (Верхнеааленская)						
		Карахская (тоар-ааленская)						
	Нижний	Лейас	Песчаники	Предположительно – пластово-массивный резервуар.	Прогнозно – НГ комплекс			
		Триасовая	Верхний	Трифоспесчаники		Пластово-массивные, слабо изученные резервуары.		НГ (на Равнине) и прогнозно НГ (в Предгорьях) комплекс
			Средний	Аргиллиты, алевролиты		Флюидоупор, возможно, содержащий пластовые резервуары.		
			Нижний	Известняки		Резервуар массивный, слабо изученный.		
Пермская	Верхний	Пермский	Известняки	Резервуар массивный, слабо изученный.	Прогнозно НГ комплекс			

Так, нижнесреднеюрский тектонический этаж характеризуется регионально на равнине и прогнозно в предгорьях нефтегазонасными комплексами, содержащими нетрадиционные ловушки XI пачки нижней юры в районе площадей Сухокумской, Ахтынской, Солончаковой, Центральной. Для этого тектонического этажа характерны две разновидности комбинированных залежей: пластово-сводовые литологически экранированные (Южно-Сухокумское, Русский Хутор, Дахадаевское, Мартовское, Майское, Солончаковое и др.) и пластово-сводовые литологически и стратиграфически экранированные (VI) пласт средней юры на Тюбинском месторождении. Для мальм-мелового тектонического этажа характерны региональные зоны выклинивания песчаных толщ и отдельных пластов и пачек в юрских (III и I); и меловых (XII, IX, VIII) отложениях, которые образуют пластово-сводовые ловушки с частичным литологическим экранированием, и связанные с крыльями и переклиналями локальных поднятий. Стратиграфически экранированные ловушки, как правило, регионального распространения в пределах Северо-Прикумского и Южно-Прикумского валов. Для юрского терригенного комплекса обнаружение литолого-стратиграфических ловушек связано с обнаружением зон выклинивания вверх по восстановлению пластов с севера и северо-запада. Для этого же тектонического этажа в верхнемеловых отложениях нетрадиционные ловушки могут иметь место в моноклиналях, гемантиклиналях, синклиналях, участках с аномальной трещиноватостью. В Предгорном Дагестане наиболее вероятная зона нетрадиционных ловушек в районе Заузанбашской антиклинали, поднадвиге Дузлакского погребённого разрыва Нараттюбинской зоне дислокаций, Гамриозеньком разломе. Для палеоген-миоценового тектонического этажа в олигоцен-нижнемиоценовых отложениях установлены нетрадиционные типы ловушек: рукавообразные, литологически экранированные, литолого-стратиграфические, тектонически осложнённые, катагенетические. Прогнозируются: клиноформные, олистолитовые, трещино-жильные, врезные (палеорусловые). И наконец, в плиоценовом тектоническом этаже нетрадиционные ловушки в виде останцов карбонатно-терригенных пород верхнемиоценового возраста за счёт срезания плиоценовых слоёв могут быть обнаружены вероятнее всего в акватории Каспийского моря.

Таким образом, комплексная геолого-геофизическая информация, интегрированная в представленной схеме и результаты анализов могут служить надёжной основой для решения проблемы нетрадиционных залежей УВ в Дагестане.

#### Литература

1. Леворсен А.И. Геология нефти и газа. М. Недра. 1970.
2. Поиски залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. М. Недра. 1985.
3. Ратнер В.Я., Булатов Н.Н. и др. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. М. Недра. 1982.

### О перспективах создания и промышленного освоения минерально-сырьевой базы доломитов в Республике Дагестан

*Р.М.Багатаев, М.М.Курбанов, Е.В.Беляев, С.А.Юрченко*  
 (1 – Территориальное агентство по недропользованию по РД,

2 – ФГУП «Севкавгеология», 3 – ФГУП «ЦНИИгеолнеруд», ГУП РЦ «Дагестангеомониторинг»)

В карбонатных отложениях верхней юры и нижнего мела (титон, валанжин) на территории Республики Дагестан широко распространены доломиты и доломитизированные известняки. В настоящее время в Унцукульском, Гергебильском и Сулейман-Стальском районах республики выявлены и опробованы 12 проявлений доломитов, пригодных для применения в различных сферах производства. Изучением доломитов в разное время занимались сотрудники Института геологии Дагестанского филиала АН