

УДК 681.036

© Д чл. УАГН И.Б.Дальян, А.Ю.Головко

**НЕФТЕНОСНАЯ КРЕМНИСТО-ГЛИНИСТО-КАРБОНАТНАЯ
ФОРМАЦИЯ ВОСТОЧНОГО ПРИКАСПИЯ**

г.Актобе, Казахстан, 463002, ул. Тамдинская, 19-22, ЗАО «Болз»

J.B.Daljan J.B., Golovko A.Ju.

**THE OIL-BEARING CHERT-ARGILLO-CARBONACEOUS
FORMATION OF EASTERN KASPIAN AREA**

Автореферат

Восточную часть Прикаспийской впадины полукольцом окаймляют карбонатные отложения широкого стратиграфического диапазона. Наличие на восточной окраине Прикаспия нефтематеринской кремнисто-глинисто-карбонатной формации и нефтепроявлений на соляных куполах позволяют рассчитывать на открытие в подсолевых отложениях залежей нефти.

Региональные и площадные сейсмические исследования МОГТ и бурение глубоких скважин позволили установить, что восточную часть Прикаспийской впадины полукольцом окаймляют карбонатные отложения широкого стратиграфического диапазона. Карбонатные отложения имеют площадное распространение в пределах прибортовых зон и не прослеживаются к центральной части впадины. В направлении с севера на юг и с востока на запад карбонаты фациально замещаются депрессионными (глубоководными) возрастными аналогами и переходят в кремнисто-глинисто-карбонатную формацию. Наиболее детально на основании геолого-сейсмических исследований карбонатные отложения и их фациальные аналоги изучены на востоке Прикаспия.

Гамма-активные пачки (ГАП) пород кремнисто-глинисто-карбонатной формации широко распространены на восточной окраине Прикаспийской впадины, где в различных структурных условиях вскрыты глубокими скважинами на многих площадях (Аккудук, Кенкияк, Жанатан, Каратюбе, Караукельды и др.). Они являются глубоководными возрастными аналогами карбонатных пород и во вскрытом разрезе однозначно устанавливаются на диаграммах ГК повышенными значениями радиоактивности по сравнению с покрывающими пес-

чано-глинистыми отложениями ассельского яруса и подстилающими тульского горизонта среднего визе. Седиментация осадков происходила в условиях резко восстановительной геохимической обстановки, о чем свидетельствует пиритизация отложений и повышенная концентрация рассеянного органического вещества сапропелевого типа. На востоке Прикаспия карбонатные отложения и их возрастные аналоги, по данным сейсморазведки МОГТ и глубокого бурения, образуют платформенные тектонические структуры и состоят из двух возрастных толщ.

Верхняя толща карбонатов (КТ-I), кровле которой соответствует сейсмический опорный горизонт P_2^c , гжельско-позднеподольского возраста мощностью до 530 м распространена на Алибекмолинской и Жанажольской тектонической ступенях, западнее сейсморазведкой МОГТ не следится. Она вскрыта скважинами на многих площадях (Алибекмола, Жанажол, Урихтау, Синельниковская и др.), где сложена известняками и доломитами в различной степени ангидритизированными и глинистыми, а в северо-восточной части Жанажола в кровле гжельского яруса залегает прослой ангидрита. Карбонаты КТ-I на Алибекмоле, Жанажол, Урихтау и Синельниковской содержат промышленные залежи нефти. Т-I согласноперекрывается отложениями ассельского яруса, а подстилается терригенными породами нижеподольского горизонта московского яруса.

Нижняя толща карбонатов (КТ-II) каширско-позднеподольского возраста мощностью до 716 м и более, к кровле которой приурочен сейсмический горизонт P_2 , распространена как на вышеуказанных ступенях, так и в северной части Кенкиякской и Коздысайской ступеней, где вскрыта многими скважинами (Киндыкты, Лактыбай, Жанажол, Кенкияк, Кандагачская и др.). Карбонаты КТ-II сложены известняками и доломитами светло-серого цвета с прослоями аргиллитов и примесью туфогенного материала. На ряде площадей в карбонатах наблюдаются стилолиты со структурными швами. На Алибекмоле, Жанажол, Кенкияке, Кожасае, Жанатане, Лактыбае, Кокбулаке и др. в КТ-II имеют место промышленные запасы нефти и газа. Карбонаты КТ-II перекрываются терригенными отложениями межкарбонатной терригенной толщи (МКТ) – сейсмический горизонт P_2^t , а подстилаются отложениями тульского горизонта среднего визе – опорный горизонт P_2^1 .

Карбонаты КТ-I и КТ-II на востоке Прикаспия не являются нефтематеринскими и содержат залежи эпигенетической нефти, образовавшиеся в результате миграции из подсолевых нефтематеринских отложений.

Тектонические структурные формы карбонатов КТ-I и КТ-II, по данным сейсморазведки МОГТ и глубокого бурения, являются

унаследованными с ниже- и вышележащими формами, что по МОГТ фиксируется совпадением структурных планов. Образовались они в конце артинского века – по А.Л. Яншину и др. при формировании Уральской складчатой системы, а окончательно оформились в конце раннетриасовой эпохи при заключительной главной фазе Уральского тектогенеза.

Сейсмические исследования МОГТ показали, что отражающие горизонты P_2^c западнее условной линии Урихтау- Синельниковская- Жантай-Киндыкты и P_2 к западу от Сев.Аккудук-Крыккудук-Терешковская-Кокбулак-Тортколь последовательно прекращают следовать, что указывало на отсутствие карбонатов КТ-I и КТ-II. Глубокие скважины, пробуренные на площадях Аккудук, Арансай, Кенкияк, Жанатан, Лактыбай и др. вне зоны прослеживаемости сейсмических горизонтов P_2^c и P_2^t , позволили становить между песчано-глинистыми отложениями ассельского яруса и карбонатами КТ-II согласно залегающую с ними верхнюю гамма-активную пачку (ГАП) мощностью 18-83 м, представленную кремнисто-глинисто-карбонатными породами с прослоем черного известняка в кровле. Это связано с тем, что карбонаты КТ-I за пределами своего распространения фациально замещаются возрастными глубоководными аналогами кремнисто-глинисто-карбонатной формации. Литологически ГАП сложена битуминозными, трещиноватыми и окремнелыми породами коричневатого черного цвета с повышенной гамма-активностью 6-42 мкр/час, что на диаграммах ГИС четко выделяет ее от покрывающих и подстилающих отложений со значением гамма-активности в 1,8-13,2 мкр/час. Вне площади распространения карбонатов КТ-II, где сейсмический горизонт P_2 не следует, скважинами под верхней ГАП была вскрыта нижняя ГАП (аналог КТ-II) толщиной 78-102 м с гамма-активностью 12-32 мкр/час (Каратюбе, Курсай, Вост.Акжар и др.). Нижняя ГАП литологически также представлена отложениями кремнисто-глинисто-карбонатной формации, в подошве которых залегают прослой известняка черного цвета.

В отложениях верхней ГАП на Вост.Акжаре, Лактыбае и Аккудуке были определены переотложенные фораминиферы верхнего карбона и московского яруса, а в нижней ГАП на Вост-Акжаре и Каратюбе – переотложенные фораминиферы среднего и нижнего карбона.

Систематизация обширного фактического геолого-геофизического материала по многочисленным скважинам и сейсмическим исследованиям МОГТ показывает, что на востоке Прикаспия в карбоне и ранней перми происходила последовательная седиментация осадков в морских прибрежных условиях. В глубь впадины от ее бортов

шельфовые карбонатные отложения фациально замещались глубоководными осадками кремнисто-глинисто-карбонатной формации. По данным ГИС, вскрытые скважинами отложения ГАП являются четкими каротажными реперами и надежно коррелируются между собой в пределах всей территории.

Глубоководные (депресссионные) отложения ГАП сложены коллоидальными и тонкодисперсными осадками и литологически представлены аргиллитами, известняками, радиоляритами и силицитами, иногда с прослоями алевролитов, с примесью туфов и вулканического пепла, которые на диаграммах ГК выделяются повышенными значениями гамма-активности. Они в различной степени насыщены битуминозным материалом, среди которого наблюдается рассеянный пирит. Кремнезем в отложениях присутствует преимущественно в форме халцедона и частично опала. Соотношения кремнистого, глинистого и карбонатного коллоидального материала изменяется в значительных пределах, т.к. отложения объединены общностью генезиса происхождения, аналогичным составом и представляют собой глубоководную терригенно-кремнисто-карбонатную формацию черного цвета.

Аргиллиты в различной степени окремнелые и пиритизированные, изредка слабоизвестковистые, черные, плитчатые, крепкие, трещиноватые, с раковистым изломом, сильнобитуминозные, жирные на ощупь, со спикюлями губок, выполненными до 50% халцедоном и реже кальцитом, с тонкими прослойками алевролитов и силицитов.

Радиоляриты в разной степени окремнелые, изредка пиритизированные и слабоглинистые, темно-бурые и серовато-коричневые, тонкоплитчатые, плотные, крепкие, трещиноватые, с раковистым изломом, битуминозные, до 50% выполненные мелкими радиоляритами, замещенными халцедоном и опалом.

Известняки окремнелые, черные, афанитовые, плотные, очень крепкие, с раковистым изломом, трещиноватые, трещины открытые и изредка выполнены кальцитом, сильно битуминозные, жирные на ощупь, при расколе ощущается запах битума, с прослойками светлых силицитов.

Отложения ГАП общей толщиной до 235 м отлагались в резко восстановительных морских условиях, о чем свидетельствует пиритизация пород обеих пачек. Геохимические исследования отложений ГАП показали, что они характеризуются высокой концентрацией РОВ сапропелевого типа с преобладанностью по витриниту на подстадии метагенеза МК₁-МК₂ – по Н.Б.Воссоевичу при палеотемпературе 125-130⁰С и являются нефтематеринскими, способными продуцировать нефть. Косвенным показателем этого является наличие признаков нефти по керну в интервале 5980-6140 м в ГАП в скважине 21-П Ка-20

раулкельды. При испытании интервала 6140-6110 м был получен приток нефти плотностью 845-860 кг/м³, по-видимому, сингенетичной вмещающим отложениям кремнисто-глинисто-карбонатной формации. Более детальные геохимические исследования отложений и нефти ГАП на площадях востока Прикаспия не проводились. Получение нефти на Караулкельдах из ГАП и в шахте соляного купола Индера из кунгурского соляного штока определенно свидетельствует о наличии в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины нефтематеринских пород. Нефть из соленосной толщи Индера удельного веса 858.5 кг/м³ по детальным геохимическим исследованиям, выполненным во ВНИИГазе под руководством О.В.Борташевич, является фильтрационной (отсутствии асфальтенов и низкомолекулярных n-алканов, обладающих меньшей миграционной способностью, низкое содержание смолистых соединений и т.д.), испытавшей при миграции через соляную толщу активное влияние вторичных факторов – наличие хлорсодержащих гетеросистем и потеря низкомолекулярных алканов. Вместе с тем нефть сохранила специфические особенности, присущие нефтям из подсолевых отложений востока Прикаспия (ароматические углеводороды, представленные преимущественно бициклическими соединениями) и генетически тесно с ними связана, т.е. поступила в толщу соли из подсолевых отложений в результате вертикальной миграции. Как показали М.К.Калинко и Н.Комиссарова при определенных условиях нефть способна мигрировать по трещинам через соляную толщу. Можно предположить, что подсолевые отложения больших глубин Прикаспийской впадины обладают мощным генерирующим потенциалом, способным формировать месторождения гиганты (Карачаганак, Тенгиз) в определенных структурных условиях. О несомненном наличии в подсолевых отложениях восточной окраины Прикаспия платформенных поднятий с залежами нефти, по нашему мнению, свидетельствуют нефтепроявления в мезозойских отложениях на соляных куполах Тамдыколь, Жекендысай, Кубасай, Егизкара, Чингиз, Лубянский, Железный и др., которые образовались за счет вертикальной миграции из подсолевых нефтематеринских пород.

Высокой продуктивностью верхняя и нижняя ГАП отмечаются в скважинах на месторождении Вост.Акжар, где фонтанный приток нефти с дебитом при АВПД 100-921,5 м³ был получен из трещинных коллекторов в скважинах №№ 101 и 1. На месторождении, включая Курсай, было пробурено 14 скважин и 2 на Каратюбе, в которых отмечались в основном низкие притоки нефти вплоть до самоизлива. Значительное расхождение в дебитах нефти в скважинах, по нашему мнению, связано с тем, что испытание их в основном проводилось по методике для гранулярных коллекторов. Поэтому в переливающих скважинах с трещинными коллекторами, вследствие неудовлетворитель-

ной методики испытания, не были получены промышленные притоки нефти, т.к. в ГАП дебит нефти зависит от трещинной проницаемости, от выбора оптимального режима раскрытия трещин и работы пласта.

Коллекторские свойства ГАП по данным лабораторных исследований ядра низкие – трещинные коллектора не определялись. По данным ГИС коэффициент пористости составляет 7.3-32.5% при нефтенасыщенности до 81.3% и аномально высоком пластовом давлении, превышающем гидростатическое почти в два раза.

Физико-химические свойства нефти ГАП, изученные на Вост.Акжаре, Курсае, Караулкельдах и Каратюбе, приводятся в таблице № 1.

Таблица №1

Площади	Акжар	Курсай	Каратюбе	Караулкельды
Глубина залегания ГАП, м	4943-5175	4980-5155	4995-5073	5980-6140
Интервал перфорации	4990-5155	4980-5140	4890-4925	6110-6140
Показатели качества нефти				
Плотность ρ_{4}^{20} , кг/м ³	826-853.3	822-877	890-894	845-860
Кинематическая вязкость при 20 ⁰ С, сСт	6.4-8.76	24.2	6.65-8.2	20.42-23.36
Температура, ⁰ С				
вспышки	5.0-67	38	3-10	15-18
застывания	-14, -20	-10	-18	-20
Содержание, %: серы	0.2-0.29	0.37	0.16	0.13-0.36
парафина	1.3-5.81	1.06	3.0-3.4	3.45-3.65
смол сернокислых	12-16	15	-	20-40
смол силикагелиевых	3.58.5	9.5	-	7.2
асфальтенов	0.1-0.45	2.54	8.2-9.6	0.34-2.7
кокса	0.74-0.76	2.7	-	-
Начало кипения, ⁰ С	94-100	70	55-56	62-70
Выход фракции, % при				
100 ⁰ С	до 1.2	2.5	2.3-2.4	3.0-4.5
200 ⁰ С	18.8-28.4	26.8	12.5-13.9	19.5-24.5
300 ⁰ С	30.3-55.2	33.2	33.7-43.1	37.3-47.1

Наличие на восточной окраине Прикаспия нефтематеринской кремнисто-глинисто-карбонатной формации, очевидно и более древних пород, а также нефтепроявлений на соляных куполах позволяет рассчитывать на открытие в благоприятных структурных условиях в подсолевых отложениях залежей нефти. Нефтепроявления в мезозойских отложениях обусловлены тектоническими движениями, в резуль-

тате которых была нарушена подсолевая ловушка и нефть, заполнявшая ее, мигрировала по разлому вверх и через соляную толщу в надсолевые отложения.

Литература

1. **Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Карнюшина Е.Е.** Нефтематеринский потенциал кремнистых образований. «Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала сегментов». Наука, М., 1982. с. 107-114.
2. **Вассоевич Н.Б.** Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11.
3. **Голф-Рахт Т.Д.** Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещинных коллекторов. Недра, М. 1986.
4. **Дальян И.Б.** Седиментационные подсолевые комплексы восточной окраины Прикаспийской впадины в связи с нефтегазоносностью. Нефть и газ Казахстана. Фалым. Алматы. 1998. № 4. с.3-17.
5. **Тиссо Б., Вельте Д.** Образование и распространение нефти. Мир. М. 1981.