
ГЕОЛОГО-СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЮГА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Мурзагалиев Дюсен Мурзагалиевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Атырауский институт нефти и газа
060009, Казахстан, Атырау, пр. Азаттык, 1
E-mail: aing-atr@nursat.kz

Карбонатные резервуары Прикаспийской впадины содержат уникальные по запасам скопления нефти, газа и конденсата. В них открыты Тенгизское, Имашевское, Астраханское, Карачаганакское, Жанажольское и Кашаганское нефтегазоконденсатные месторождения.

Ключевые слова: Прикаспийская впадина, резервуары, нефть, газ, конденсат.

GEOLOGICAL MODEL DEPOSITIONAL CARBONATE RESERVOIR SOUTH CASPIAN BASIN

Murzagaliyev Dusen M., D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor

Atyrau Institute of Oil and Gas
1 Azattyk ave, Atyrau, Kazakhstan, 060009
E-mail: aing-atr@nursat.kz

Carbonates tanks of the Near-Caspian hollow contain unique on stocks of a congestion of oil, gas and a condensate. In them are open Tengiz, Imashevsk, Astrakhan, Karachaganak, Ganagolsk and Kashagansk oil and gas and condensate deposits.

Key words: the Near-Caspian hollow, Tanks, Oil, Gas, a Condensate.

Введение

На юго-восточной периферии впадины подсолевой карбонатный комплекс простирается вдоль северного склона Южно-Эмбинского инверсионного поднятия. Комплекс сложен породами нижнего, среднего, верхнего карбона и нижней перми общей толщиной до 1500 м. Промышленные притоки нефти получены на площадях Бекбулат и Сазтобе. Мелководные карбонатные комплексы бортового обрамления во внутреннюю сторону впадины испытывают постепенное утонение и в глубь осадочного бассейна замещаются терригенными осадками глубоководного типа.

Сейсморазведкой 2D детально изучен восточный склон Астраханского свода, выраженного тектоноседиментационным уступом, амплитудой до 1 км. Сиквенс – сеймостратиграфический анализ сейсмического волнового поля – позволил выделить по периметру уступа серии локальных рифовых тел биогермного генезиса. На одном из них открыто Имашевское газоконденсатное месторождение.

Метод исследования и основные результаты

Геолого-седиментационная модель карбонатных резервуаров региона рассматривается на примере Тенгизского нефтяного месторождения, наиболее полно изученного методом 3D-сейсморазведки и глубокого бурения.

На юге впадины верхневизейско-нижебашкирский карбонатный комплекс формирует массивные резервуары, объединяемые в единую Тенгиз-Кашаганскую карбонатную платформу. Формирование ее связано с геодинамическими процессами, развивавшимися в позднепалеозойское время. Кроме одноименных, в состав карбонатной платформы входят карбонатные массивы Пустынный, Тажигали, Каратон, Королевский, Кайран и Актоты (рис. 1).

К началу девонского времени Тенгиз-Кашаганская карбонатная платформа в составе южной части Прикаспийской впадины представляла собой единый окраинный морской бассейн. К концу раннего девона вследствие общего погружения района здесь формировался обширный внешний шельф [1]. Это обусловило седиментацию терригенных и карбонатных осадков умеренной толщины, заложивших начало образования карбонатно-терригенной эйфель-раннефранской шельфовой плиты.

Эйфельско-раннефранский этап эволюции знаменуется погружением всей рассматриваемой области, где происходило повышенное осадконакопление с богатым органическим веществом толщиной до 1500 м. Позднефранское время явилось началом зарождения Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы.

Окско-башкирский этап развития района существенно отличается от предшествующего по характеру седиментации и по месту локализации карбонатных массивов. Важной особенностью этого периода является значительное усложнение структуры девонско-ранневизейских карбонатных массивов.

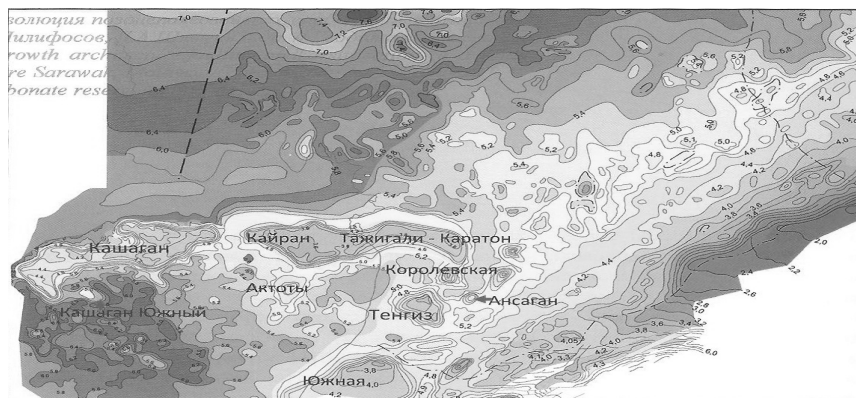


Рис. 1. Тенгиз-Кашаганская карбонатная платформа

Нефтяное месторождение Тенгиз по запасам углеводородов и фильтрационно-емкостным характеристикам относится к категории гигантских. Залежь нефти приурочена к карбонатному массиву верхнедевонско-среднекаменноугольного возраста. Высота залежи достигает 1600 м, коэффициент аномальности пластового давления составляет 1,8. Латеральными флюидоупорами являются глубоководные глинисто-карбонатные отложения. Роль покрывки для залежи нефти выполняют сульфатно-галогенные породы

кунгурского яруса толщиной 465–1655 м. По особенностям строения, литолого-фациальным характеристикам разновозрастных отложений и изменению фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в различных частях разреза продуктивные толщи резервуара разделены на 3 объекта разработки. В разрезе продуктивной толщи установлено три типа коллекторов: поровый, трещинный и трещинно-каверново-поровый. Породы сложены преимущественно органогенно-обломочными известняками. Залежь массивная, высотой 1548 м. По данным геофизических исследований, водонефтяной контакт установлен на отметке 5415 м. Особенностью строения Тенгизского карбонатного массива является ограниченность сверху и по периферии непроницаемыми соленосными породами – покрывками, что исключает возможность заполнения его за счет латеральной миграции при формировании месторождения [1]. Разрез карбонатных отложений включает два нефтегазоносных комплекса: нижний, верхнедевонско-средневизейский, и верхний, верхневизейско-среднекаменноугольный. Они разделены толщей глинистых известняков и аргиллитов тульского возраста (50–100 м). Нижний карбонатный комплекс представлен сгустково-комковатыми органогенно-обломочными и биоморфными известняками. Разрез карбонатных отложений в сводах поднятий наращается за счет преимущественного накопления верхнего карбонатного комплекса, представленного кавернозно-трещинными известняками биогермного типа. Они обладают наиболее высокими емкостными свойствами. Геологическая интерпретация данных сейсморазведки 3D позволила установить пространственное распределение петрофизических параметров разреза. Поисково-разведочными скважинами на месторождении Тенгиз подтверждена повышенная пористость (7–12 %) и нефтегазонасыщенность (80–90 %) биогермных тел. В сейсмическом волновом поле они выражены адинамичной хаотической записью. Обладают улучшенными петрофизическими характеристиками и высокими фильтрационно-емкостными свойствами [2].

По данным сейсморазведки и глубокого бурения, в строении осадочного чехла месторождения Тенгиз выделяется три структурных этажа: подсолевой, соленосный и надсолевой. Объектом исследования явился докунгурский (подсолевой) структурный этаж. Исходными данными при составлении сейсмогеологоседиментационной модели Тенгизского карбонатного резервуара служили результаты сейсмической съемки 3D и данные глубоких скважин. На основе комплексной интерпретации сейсморазведочных, каротажных, керновых и биостратиграфических данных были выделены 3 седиментационные части карбонатного резервуара: сводовая, периферийная (бровки) и фланговая (рис. 2).

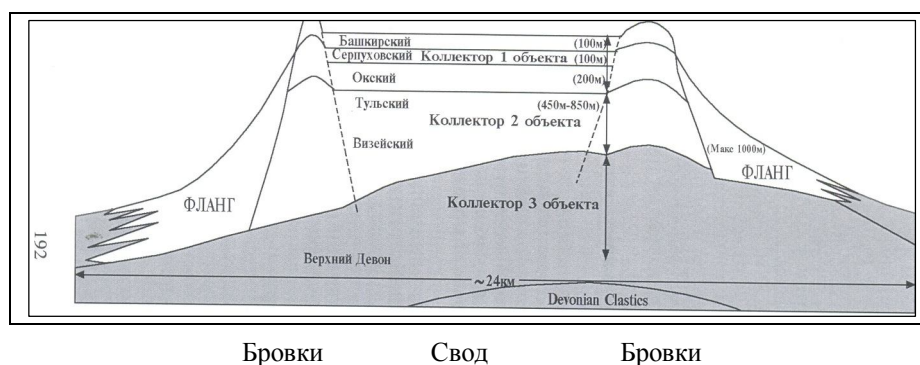


Рис. 2. Геологическая модель месторождения Тенгиз

Тенгизский карбонатный резервуар, как и другие остальные структуры единой Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы, формировался на общем, преимущественно терригенном основании ниже-среднедевонского возраста. Докунгурские отложения по сейсмогеологическим особенностям подразделяются на нижеуказанные сейсмокомплексы.

1. Нижнюю часть осадочного чехла составляет терригенный сейсмокомплекс ниже-среднедевонского возраста. В сейсмическом волновом поле выражен субпараллельными отражающими горизонтами. Подошва сейсмокомплекса органичена отражающим горизонтом F.

2. Эйфельско-нижнефранский сейсмокомплекс представлен чередованием морских карбонатно-глинистых битуминозных и терригенных отложений толщиной 1200–1400 м. В сейсмическом волновом поле выражен регулярно-слоистой толщей с плоско-параллельными отражающими границами. Подошва комплекса ограничена сейсмическим горизонтом P₃.

3. Верхнефранско-нижнетурнейский сейсмокомплекс сложен карбонатными породами позднефранско-фаменского возраста, толщиной до 2300 м. Породы представлены преимущественно вакстоунами и пакстоунами с тонкими прослоями комковато-сгустковых отложений. Они формировались в условиях весьма мелководной сублиторали во внутренней платформенной части в периоды регрессии морского бассейна. В нефтегазоносном отношении продуктивные толщи этого сейсмокомплекса являются III нефтегазогеологическим объектом. По кровле продуктивной толщи свод резервуара оконтуривается изогипсой -5450 м. Максимальная амплитуда его достигает 400–450 м. Размеры резервуара равны 20 × 13 км, что несколько шире, чем по более молодым сейсмокомплексам. Углы падения карбонатных пород во фланговых частях уменьшаются до 10–14°. В северной части свода максимальная толщина III нефтегазогеологического объекта составляет 450–500 м. В периферийных частях установлена относительно повышенная его толщина.

4. Турнейско-нижневизейский сейсмокомплекс. Осадки этого сейсмокомплекса рассматриваются как нерасчлененная толща водорослевых известняков позднедевонско-ранневизейского возраста. Продуктивные толщи разреза составляют II нефтегазогеологический объект. К подошве его приурочен сейсмический горизонт D. Отложения сейсмокомплекса формировались в пределах мелководных шельфовых равнин с нормальной соленостью вод и умеренным гидродинамическим режимом в условиях трансгрессии моря. Отложения состоят из скелетов криноидных пакстоунов и грейнстоунов толщиной до 350 м. Характерно, что по поверхности II нефтегазогеологического объекта четко выраженные поднятия у бровки периферийной части не выделяются. Плоский свод замыкается на глубине 4600 м. Амплитуда его составляет 900 м. Граница карбонатных фаций установлена на глубинах 5200–5300 м. Наибольшая толщина сейсмокомплекса в области плоского свода равна 650–700 м и к периферийной части резервуара уменьшается до 300–100 м.

5. Окско-башкирский сейсмокомплекс представлен мощной (до 1100 м) толщей карбонатных пород нижнего и среднего отделов каменноугольной системы. На флангах резервуара наблюдается значительное сокращение толщины до 400 м. В нефтегазоносном плане является I нефтегазогеологическим объектом. Подошва сейсмокомплекса выражена сейсмическим горизонтом. Кровле его соответствует сейсмический горизонт, который отделяет вышезалегающий нижнепермский комплекс отложений.

Для карбонатных отложений характерна слабоинтенсивная и нерегулярно-слоистая запись. Граница распространения карбонатных коллекторов четко отбивается по резкой смене характера волнового поля и резкому уменьшению толщин коллекторов. По этим сейсмофациальным признакам уверенно картируется контур распространения карбонатного комплекса. По поверхности башкирских отложений (кровля I продуктивного объекта) резервуар представляет собой высокоамплитудную изометричную структуру. По изогипсе -5000 м размеры его равны 22×23 км. Свод поднятия плоский и под углом около одного градуса наклонен к юго-западу. Плоский свод резервуара залегает на глубине 4100–4200 м. Крылья структуры крутые, с углами наклона 20° . Периферийные части свода у бровки склона осложнены цепочкой локальных поднятий амплитудой 100–200 м. Они охватывают северную, северо-восточную и северо-западную части платформенной области. Важно отметить, что такого рода малоамплитудные поднятия на юге и юго-западе отсутствуют. Максимальная амплитуда резервуара по кровле башкирского яруса достигает 1100 м. Кровля коллектора I объекта в восточной части залегает на отметках 5000–5300 м, а в западной части структуры на глубине 5200–5500 м. Толщина карбонатных коллекторов I объекта в различных частях резервуара различная. В пределах плоского свода величина ее составляет 400–450 м. В северной и восточной частях бровки и склона она возрастает до 650–850 м. Породы окско-башкирских карбонатов наращивали все ранее существовавшие бровки периферийной части свода. Они сложены карбонатно-глинистыми относительно глубоководными фациями.

6. Нижнепермский подсолевой сейсмокомплекс залегает со стратиграфическим несогласием на разновозрастных отложениях каменноугольного возраста. Литологически представлен чередованием аргиллитов, мергелей, известняков и доломитов микрозернистых и шламовых. Отложения характеризуют генетический тип сравнительно глубоководных образований. Подошва сейсмокомплекса маркируется сейсмическим опорным отражающим горизонтом P_2 . Кровля сейсмокомплекса уверенно коррелируется P_1 отражающим горизонтом, приуроченным к подошве соленосного комплекса. Окончательно современный облик Тенгиз-Кашаганская платформа приобрела в нижнепермское время [1].

Выводы

Разработанная геолого-седиментационная модель нефтяного месторождения Тенгиз позволяет по-новому охарактеризовать особенности строения и оптимизировать технологию разведки и разработки залежей углеводородов в различных частях единого карбонатного резервуара.

Пространственное размещение в пределах Прикаспийской впадины разновозрастных карбонатных массивов и преимущественная концентрация в них основных промышленных ресурсов нефти и газа определяют в перспективе стратегию поиска крупных месторождений углеводородных скоплений.

Список литературы

1. Воцалевский Э. С. К характеристике нефтегазовых систем осадочных бассейнов Северного Каспия / Э. С. Воцалевский, Д. А. Шлыгин // Геология Казахстана. – 2002. – № 4. – С. 4–14.

2. Муразагалиев Д. М. Подсолевые карбонатные резервуары на шельфе Северного Каспия и их перспективы нефтегазоносности / Д. М. Муразагалиев // Геология нефти и газа. – 1995. – № 5. – С. 22–25.

References

1. Vocalevskij Je.S., Shlygin D.A. K karakteristike neftegazovyh sistem osadochnyh bassejnov Severnogo Kaspija [To the characteristic of oil and gas systems of sedimentary basins of the Northern Caspian Sea]. *Geologija Kazahstana* [Geology of Kazakhstan], 2002, no. 4, pp. 4–14.
2. Murazagaliev D.M. Podsolevye karbonatnye rezervuary na shel'fe Severnogo Kaspija i ih perspektivy neftegazonosnosti [Podsolevye carbonate tanks on a shelf of the Northern Caspian Sea and their prospect of a neftegazonosnost]. *Geologija nefii i gaza* [Oil and gas geology], 1995, no. 5, pp. 22–25.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПЕРЕРАБОТКА ПОПУТНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Серебряков Алексей Олегович, доктор геолого-минералогических наук, профессор

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Продуктивным залежам месторождений нефти и газа Каспийского моря повсеместно сопутствуют пластовые воды, которые в виде «попутных вод» снижают товарные свойства нефти и газа при их добыче и переработке.

Ключевые слова: геоэкология, нефть, газ, товарные свойства.

GEOECOLOGICAL CHARACTERISTICS AND TREATMENT PROCESS ASSOCIATED CASPIAN OIL AND GAS FIELDS

Serebryakov Alexei O., D.Sc. in Geology and Mineralogy, Professor

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Serebryakov Andrei O., Senior Lecturer

Astrakhan State University
1 Shaumjan sq., Astrakhan, Russia, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru