

ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ ЗАЛЕЖИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ КАЛЬМАНОВСКОГО ПРОГИБА

И.С. Мотузов

Инженерный факультет
Российский университет дружбы народов
ул. Орджоникидзе, 3, Москва, Россия, 115923

Развитие теоретических идей о генерации углеводородных систем в рамках историко-генетического подхода приобретает новый импульс в свете актуальных вопросов освоения низкопроницаемых залежей. Выделены четыре основных фактора, определивших эволюцию нефтегазоносной системы Кальмановского прогиба: тектонический, палеогеографический, термодинамический и термобарический.

Ключевые слова: газоконденсат, низкопроницаемые коллектора, Краснотенский свод, тюменская свита.

В последнее время в мире огромный интерес вызвала проблема низкопроницаемых коллекторов. В течение последних 30 лет многие научные коллективы нефтяных компаний и университетов США системно занимаются ее изучением (сегодня США занимают 1-е место по освоению нетрадиционных залежей газа). В России залежи в сложных для разработки породах-коллекторах, как правило, относят к забалансовым, не представляющим практического интереса для российских нефтегазовых компаний. Однако они содержат значительную долю запасов углеводородов (УВ). Уже сейчас в практике мировой нефтегазовой промышленности среди нетрадиционных низкопроницаемых залежей принято различать залежи природного газа в угольных пластах (coal-bed gas), в глинистых сланцах (shale gas), слабопроницаемых песчаниках (tight-gas sands) [1; 2]. Особый интерес представляют газоконденсаты (ГК) в слабопроницаемых коллекторах, в сравнении с газами содержащие УВ более сложного компонентного состава. Газоконденсаты являются газовой смесью в пластовых условиях и жидкой фазой в поверхностных условиях.

Одним из крупнейших объектов российских недр для геологического изучения залежей УВ в низкопроницаемых коллекторах является Краснотенское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), расположенное в пределах одноименного свода Фроловской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Низкопроницаемыми являются породы коллектора юрского нефтегазоносного комплекса (НГК): тутлеймская, абалакская, тюменская и частично шеркалинская свиты, а также породы коры выветривания. Несмотря на то, что залежи данного НГК были открыты в 60—70-е годы XX столетия, месторождение спустя 40 лет недостаточно подготовлено разведкой для полноценной эксплуатации: соотношение категорий запасов C_1/C_2 соответствует в среднем 30/70. Месторождение относится к классу уникальных — его суммарные извлекаемые запасы нефти составляют по разным оценкам 1—1,2 млрд т (категории ABC₁). Однако достигнутый коэффициент извлечения на различных площадях пока не превышает 9%. Причина неравномерного распределе-

ния в отложениях юрского НГК УВ флюидов различного фазового состава (нефти, газа, газоконденсата) пока не определена.

Сказанное выше можно проиллюстрировать на примере одного из внутренних прогибов Красноленинского свода.

Красноленинское НГКМ в тектоническом отношении приурочено к Красноленинскому своду (структура I порядка). Объектом исследований является Кальмановский прогиб (структура II порядка, по Левчуку М.А., 1993), расположенный в центральной части данного свода (рис. 1). Кальмановский прогиб узкой полосой (10 × 75 км) простирается с северо-востока на юго-запад, впадая в Южно-Талинский прогиб, имеющий юго-восточное простирание. Геологический разрез исследуемого района можно разделить на два структурных этажа: гетерогенный «фундамент» и платформенный осадочный чехол. Кровельная часть «фундамента» (доюрского комплекса) по сейсмическим данным выделяется неоднозначно (отражающий горизонт А) ввиду его блокового строения. Относительно уверенно граница выделяется по керновому материалу редких разведочных и поисковых скважин, вскрывших доюрский комплекс более чем на 50 м. Анизотропия акустических свойств таких блоков предопределена их разным вещественным составом, различной степенью метаморфизма, а также их внутренней структурой (встречаются как горизонтально слоистые, так и массивные или складчатые блоки). Нередко встречаются магматические образования различного генезиса, связанные с системами трещин и глубинных разломов различного простирания и падения. Кроме того, верхняя часть доюрского комплекса (условно пермотриасового возраста) порой настолько дезинтегрирована, что содержит небольшие локальные залежи нефти. В породах «фундамента» различают докембрийские и палеозойские образования. Докембрийские породы представлены слюдисто-кварцевыми, хлорит-кварцевыми, кварц-хлоритовыми, кварц-биотитовыми, серицит-кварцевыми, серицит-хлорит-кварцевыми сланцами. Позднепротерозойские кристаллические сланцы вскрыты скважинами в районе поднятий (Ай-Торское, Каменное). Местами метаморфизованные сланцы Красноленинского свода прорваны катаклазированными гранитами, абсолютный возраст которых варьирует в пределах 690—745 млн лет (Каменное поднятие). Метаморфические сланцы, вскрытые в районе северо-восточной и центральной частей Кальмановского прогиба и прилегающей территории отнесены к отложениям верхнего протерозоя [3]. Доюрские образования юго-западной части прогиба представлены терригенно-вулканогенными и андезито-базальтовыми отложениями палеозойского возраста. Палеозойские и более древние образования Красноленинского свода перекрываются с резким угловым несогласием эффузивно-осадочными породами триасового возраста, которые залегают в виде покровов во впадинах. Например, установленный абсолютный возраст диабазовых порфиритов Малоатлымского вала составляет 231 млн лет (Погорелов, 1966). Однако в пределах Кальмановского прогиба отложения триаса пока не вскрыты.

Осадочный чехол расчленен на ряд свит, сложенных мощными песчано-глинистыми толщами континентального и морского генезиса от раннеюрского до четвертичного времени. Отложения нижней юры (тоар-аален), так называемая шеркалинская свита, представлены проницаемыми песчаными пластами ЮК11 и ЮК10, разделенными глиной тогурской пачки и перекрытыми глинистыми отложения-

ми родомской пачки. Отложения средней юры (аален-байос-бат), так называемая тюменская свита — наиболее мощные из юрского комплекса, представлены чередованием пачек песчаников (проницаемые пласты ЮК2-9), алевролитов и аргиллитов. Отложения верхней юры подразделяются на абалакскую свиту (келловей-оксфорд-кимеридж), сложенную аргиллитоподобными глинами и прослоями и примесью песчано-алевролитового материала (пласт ЮК1), глауконита, включениями вторичного пририта и сидерита, и тутлеймскую свиту (аналог баженновской свиты — волжский ярус), сложенную битуминозными листоватыми глинами с примесью известковистого и кремнистого материала. Отложения нижнего мела включают в себя продуктивные горизонты ВК1-3 (викуловская свита — апт). Вышележащие отложения представлены в стратиграфической колонке (рис. 2). Основные геологические особенности юрских залежей: локальная продуктивность базальных слоев осадочного чехла и пород палеозойского фундамента, а также баженновской свиты; сосредоточенность основных запасов УВ сырья в низкопроницаемых среднеюрских коллекторах (тюменская свита); рассланцованность и трещиноватость глинисто-карбонатных верхнеюрских коллекторов (абалакская свита).



Рис. 2. Фрагмент схемы геологического строения доюрского основания Красноленинского свода (по В.С. Бочкарёву, В.Г. Криночкину, 1991 г. [5])

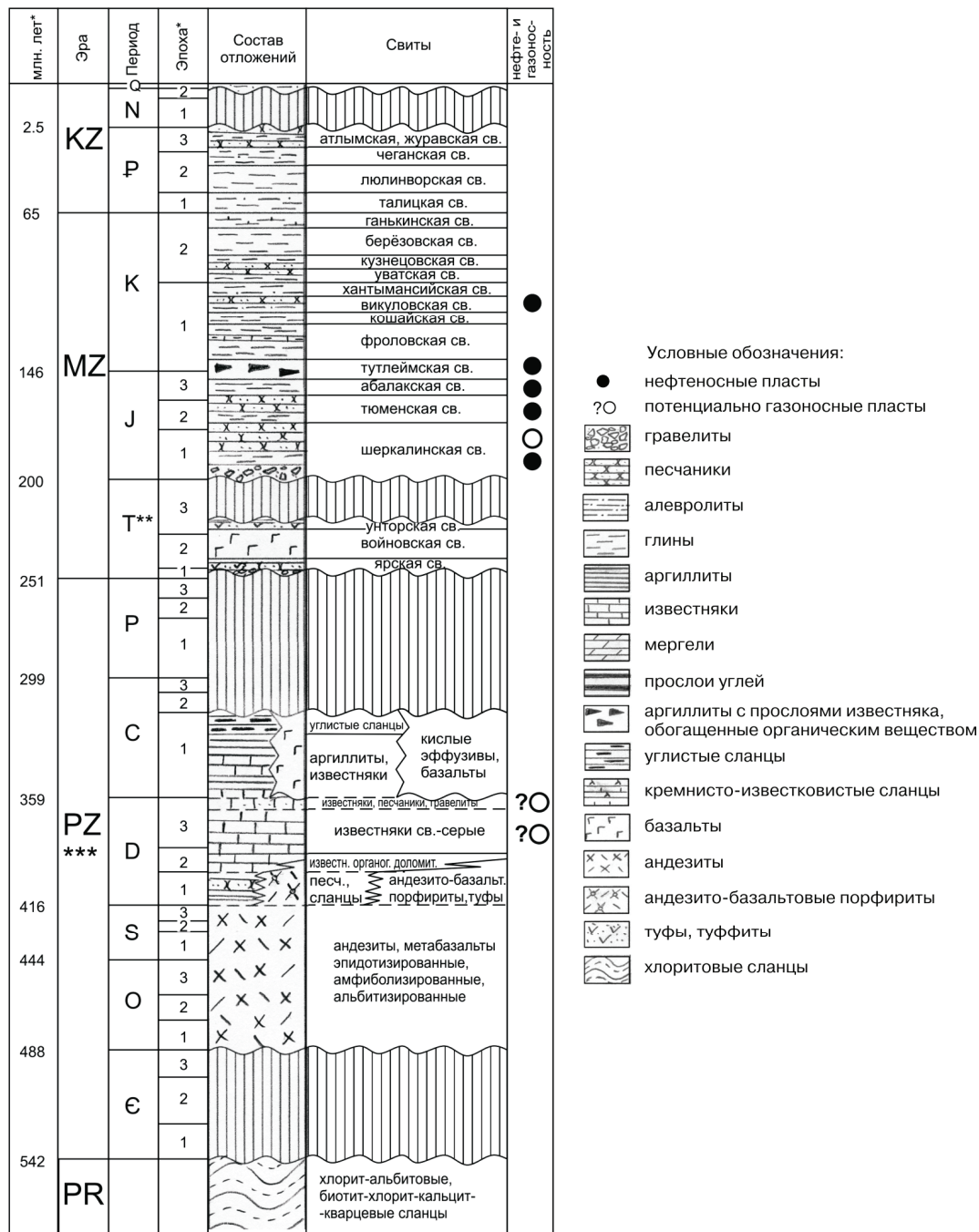


Рис. 2. Хроностратиграфическая колонка Красноленинского свода Западно-Сибирского НГБ (по материалам [3], [4])

* Абсолютный возраст и разделение на эпохи указаны в соответствии с международной стратиграфической шкалой (International Commission of Stratigraphy, 2009) / www.stratigraphy.org.

** Расчленение триаса приведено согласно схеме, утвержденной на 6-ом Межведомственном стратиграфическом совещании по стратиграфии мезозойских отложений Западной Сибири, 2003 [3].

*** Расчленение палеозоя Красноленинского свода приведено в ред. А.И. Краснова, 1999 [4]. Отложения вскрыты единичными скважинами. Разделение на свиты не произведено, поэтому в графе «Свиты» указан петрографический состав пород.

Изучение залежей УВ в низкопроницаемых коллекторах включает в себя реконструкцию истории их формирования (историко-генетический подход). Такой подход подразумевает анализ эволюции во времени составных элементов нефтегазовой системы: материнской свиты, породы-коллектора, покрывки и ловушки. Однако для обоснованности суждений о каждом элементе данной системы необходимо опираться на базовые знания причин появления этих элементов. Другими словами, необходимо понимать факторы, которые определяли направления развития геологических процессов. На основе изучения каротажных данных, 3D-сейсмике, описаний кернов для изучения были выделены основные геологические факторы, предопределившие направление развития геологических процессов и, как следствие, особенности распределения УВ в толще юрского комплекса:

— тектонический (изучены современные представления о гетерогенности блоков фундамента, сделана попытка реконструировать динамику палеотектонических движений);

— палеогеографический (выбрана концептуальная модель осадконакопления, выделены основные группы осадочных фаций);

— термодинамический (планируется выделить термодинамически «открытые» и «закрытые» зоны);

— термобарический (реконструируется время максимальной генерации газоконденсата и его аккумуляции в ловушках юрского НГК).

Тектонический и палеогеографический факторы. Анализ результатов исследования кернов разведочных скважин в пределах Кальмановского прогиба и каротажных диаграмм позволил предварительно выяснить, что в раннеюрское время тектонические движения блоков фундамента носили еще довольно активный характер — амплитуды смещений по основным крупным разломам достигали 100 м. В течение среднеюрского времени локальная тектоническая активность затухала, пока в позднеюрское время разнонаправленные тектонические движения не сменились региональным опусканием.

Определен характер осадконакопления ниже-среднеюрского осадочного комплекса: континентальные отложения аллювиальной долины с аллювиально-пролювиальными конусами выноса (шеркалинская свита) сменяются комплексом континентальных низкоэнергетических флювиальных отложений с постепенным их замещением прибрежно-морскими отложениями (тюменская свита) и комплексом морских отложений (абалакская и тутлеймская свиты). В качестве тектоноседиментационной модели осадконакопления в пределах прогиба выбрана модель межгорной впадины, сопряженной с прибрежной равниной (рис. 3).

Термодинамический и термобарический факторы. Имеющиеся результаты исследований отражающей способности витринита свидетельствуют о том, что катагенез пород тюменской свиты не превысил стадии МК2-МК3. Катагенез отложений тутлеймской (аналога баженовской) свиты достигал лишь стадии МК1. Однако есть сведения, что кероген тогурской свиты имеет изотопный состав углеорода (метана?) δC^{13} от -25 до -28% [7], что может свидетельствовать о достижении данными породами более поздних стадий катагенеза органического вещества (МК4-МК5), а также косвенно о глубинной термokatалитической природе газоконденсатов. Эти данные требуют более тщательной проверки и анализа.

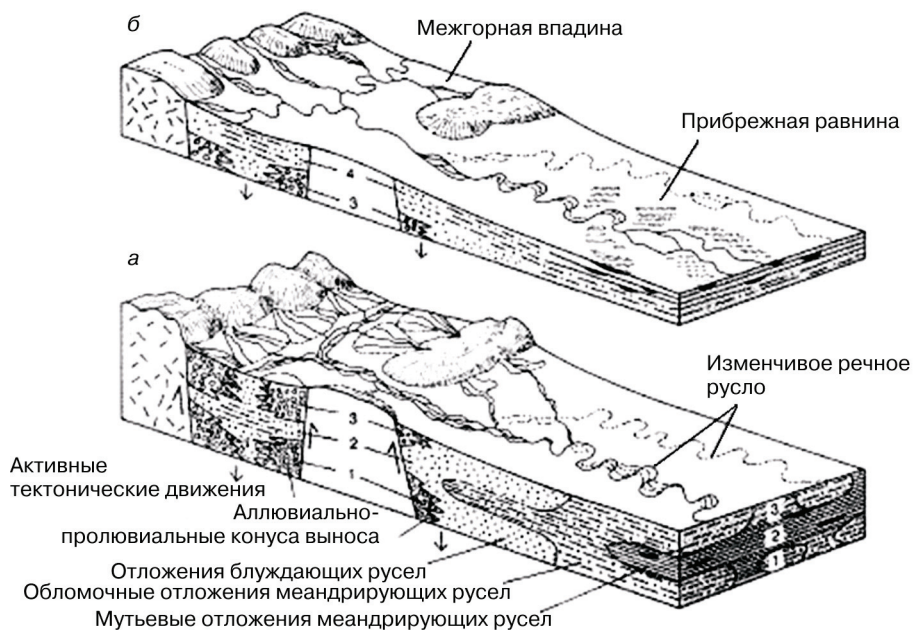


Рис. 3. Модель осадконакопления юрского комплекса:
а — фаза активных тектонических движений, б — фаза затухания тектонической активности [6]

В дальнейшем планируется детальнее изучить механизм геохимических преобразований ОВ при генерации УВ, рассмотреть условия для образования газоконденсатов ранней генерации в рамках теории фазовой зональности УВ, разработанной на кафедре МПИ РУДН проф. Евгением Ивановичем Тараненко. Для изучения данных процессов будут привлечены методы математического моделирования на базе программного комплекса Eclipse компании «Шлюмберге».

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Mickel L.D., Thomasson M.R. Pervasive Tight-gas Sandstone Reservoirs: An Overview. Understanding, Exploring, and Developing Tight-gas Sands — 2005 Vail Hedberg Conference. AAPG Hedberg Series. No 3.
- [2] Vidas H., Hugman B. Availability, Economics, and Production potential of North American Unconventional Natural Gas Supplies. The INGAA Foundation, Inc., November, 2008).
- [3] Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем МЗ отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004.
- [4] Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001.
- [5] Бочкарев В.С. Тектонические условия замыкания геосинклиналей и ранние этапы развития молодых платформ (на примере Западно-Сибирской плиты и ее обрамления). — М.: Недра, 1973.
- [6] Gerhard Einsele. Sedimentary Basins — Evolution, Facies, and Sediment Budget. — Springer, 2000.

- [7] *Богородская Л.И., Меленевский В.Н., Фомичев А.С.* Кероген тогурской свиты Западной Сибири — представитель органического вещества нефтематеринских пород озерных формаций // *Геология и геофизика*. — 2001. — № 5.

LOW-PERMEABILITY GAS-CONDENSATE RESERVOIRS IN KALMANOVSKY DEPRESSION

I.S. Motuzov

Engineering Faculty
Peoples' Friendship University of Russia
Ordzhonikidze str., 3, Moscow, Russia, 115419

In a light of present-day issues of reserves exploration in low-permeability reservoirs the development of theoretical ideas about the generation of hydrocarbon systems in terms of historical-genetic approach get another impulse to evolve. Distinguished factors that determine the evolution of petroleum systems of Kalmanovskiy depression are: tectonic, palaeogeographic, thermodynamic and pressure-thermal.

Key words: Gas-condensate, low-permeability reservoirs, Krasnoleninskiy arch, Tyumen suite.