



УДК 553.98

ЗАКОНОМЕРНОСТЬ РАЗМЕЩЕНИЯ И ФАЗОВЫЙ СОСТАВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОДНО- И ДВУХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

А.В.Унгер (ЗАО "Моделирование и мониторинг геологических объектов им. В.А.Двуреченского"), **А.В.Ершов** (Московский государственный университет им. М.В.Ломоносова)

На основании компьютерного моделирования истории погружения, прогрева и нефтегенерации основных нефтематеринских толщ Западно-Кубанского прогиба показано развитие УВ-систем данного региона. Установлено временное окно этапов нефте- и газогенерации, направление потоков миграции флюидов. Дано объяснение закономерности размещения залежей нефти на юге прогиба и газа — на севере.

Ключевые слова: Западно-Кубанский прогиб; бассейновое моделирование; УВ-системы; нефтегенерация; нефть; газ.

Как известно, размещение и фазовый состав залежей нефти и газа Западного Предкавказья подчиняются следующей закономерности: основные залежи газа располагаются в северной части Азово-Кубанского прогиба, а залежи нефти главным образом сосредоточены на южном борту прогиба. Однозначного объяснения такой закономерности локализации и фазового состава нефтегазовых месторождений Западного Предкавказья до сих пор нет. В настоящей статье предпринята попытка объяснить наблюдаемую закономерность на основании результатов компьютерного моделирования УВ-систем.

Для этого выполнено моделирование истории геологического развития Западно-Кубанского краевого прогиба, прогрева и нефтегазогенерации для одномерного (по скважине) и двухмерного (по профилю) случаев. Построение одномерной модели осуществлялось с

помощью программного модуля Se-dim1D (основные принципы, заложённые в основу расчета, описаны в [2, 3]). Исходными данными для одномерного моделирования являлись стратиграфический разрез Кубанской сверхглубокой скв. СГ-12000, данные замеров показателя отражающей способности витринита (R_o) и современные замеры температур в скв. Федоровская-3, а также характеристики нефтематеринских свит осадочных отложений региона.

Кубанская сверхглубокая скв. СГ-12000 расположена в центральной части Западно-Кубанского прогиба (рис. 1), глубина забоя составляет 3,574 км. В качестве реперов были использованы данные о современной температуре отложений и значения R_o в скв. Кубанская СГ-12000 и Федоровская-3. Поскольку скважина вскрывает только подошву майкопской свиты N_1mkp , то для моделирования ее разрез

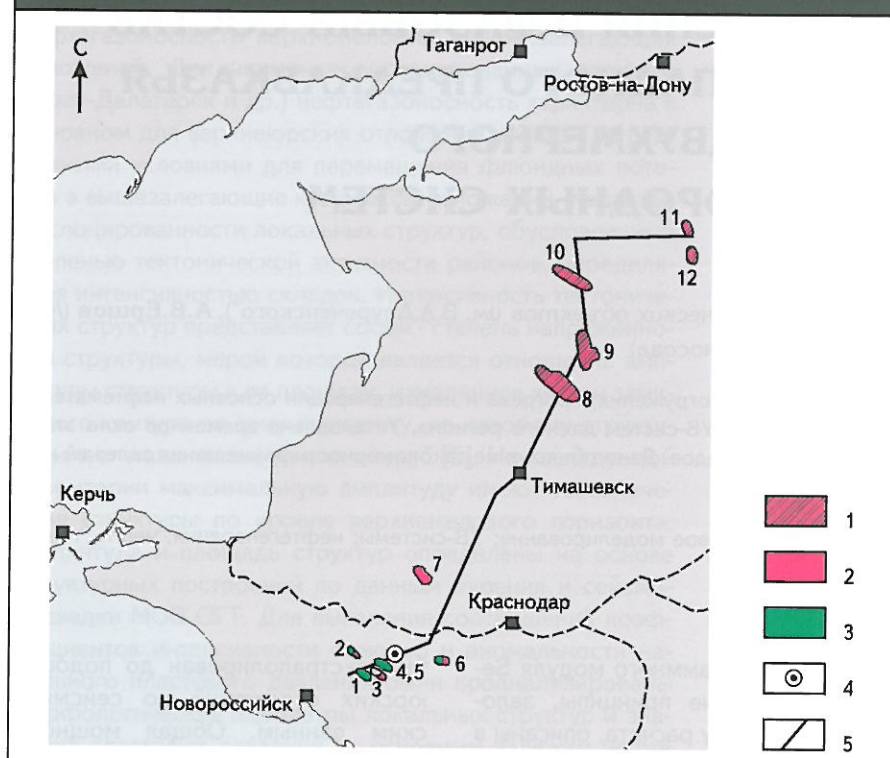
был экстраполирован до подошвы юрских отложений по сейсмическим данным. Общая мощность разреза моделируемой псевдоскважины составила 7,123 км.

Среднегодовая температура на поверхности задана равной 10 °С, тепловой поток в основании литосферы был подобран из условия совпадения замеренных и расчетных значений показателя R_o и составил 20 мВт/м² (рис. 2-4).

Сопоставление кривых погружения фундамента и тектонического погружения (погружение фундамента в случае отсутствия осадконакопления в бассейне) рассчитано двумя способами (см. рис. 2): с помощью процедуры бэкстриппинга* и на основании термальной модели [2, 3]. Граничные условия термальной модели (коэффициенты растяжения на этапах рифтогенеза, тепловой поток в основании литосферы в зависимости от времени) подбирались таким образом, чтобы по-

* Backstripping-анализ — это техника восстановления истории погружения осадочного бассейна на основе геохронологической шкалы с учетом разуплотнения осадков (снятие нагрузки вышележащих слоев и определение первичной мощности слоя), эвстатических вариаций уровня моря и палеобатиметрии.

Рис. 1. КАРТА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА



Тип флюида: 1 – газоконденсат, 2 – газ, 3 – нефть; 4 – моделируемая скважина; 5 – линия профиля; месторождения: 1 – Шептальское (P_1), 2 – Северо-Крымское (N_1), 3 – Украинское (N_1, P_3), 4 – Абинское (N_1-P_3), 5 – Абино-Украинское (N_1-P_3), 6 – Северо-Ахтырское (N_1), 7 – Красноармейское (N_1), 8 – Челбасское (K_1, T), 9 – Крыловское (K_1), 10 – Староминское (K_1, T), 11 – Северо-Кушевское (K_1), 12 – Кушевское (K_1)

лучить наилучшее согласие кривых, рассчитанных двумя способами. По результатам одномерного моделирования можно сделать следующие выводы: в бериасское (146-140 млн лет) и баремское (130-125 млн лет) время отмечаются этапы ускоренного погружения, являющиеся следствием рифтогенеза.

Первый из этих этапов характеризуется фактором растяжения (β -фактор*) 1,02, а второй – 1,19. За фазой рифтинга следует пострифтовое термальное погружение. Расхождение кривых тектонического погружения и термального тектонического погружения в олигоцен-

четвертичное время (35-0 млн лет) обусловлено формированием Западно-Кубанского флексурного прогиба за счет упругого прогибания литосферы краевого прогиба под нагрузкой орогена Большого Кавказа [1]: таким образом, это погружение имеет нетермальную природу и не может быть объяснено в рамках термальной модели.

История погружения и прогрева моделируемой скважины в позднеюрско-меловое время (150,8-60,0 млн лет) характеризуется относительно стационарным тепловым режимом (см. рис. 3) с небольшим повышением теплового потока

на этапах рифтогенеза. Прогрев бассейна в майкопское время (35-20 млн лет) обусловлен накоплением мощной толщи глин майкопской свиты, что привело к тепловой экранировке нижележащих отложений (эффект шубы [2]).

При моделировании нефтегазогенерации было рассмотрено четыре потенциальных нефтегазоматеринских толщи: нижнеюрская (J_{1t-p} , содержание $C_{орг} = 3,25\%$, тип керогена II-III), верхнемеловая (K_2cm , $C_{орг} = 10,2\%$, I-II), кумская (P_2^2 , $C_{орг} = 9,8\%$, I-II) и майкопская (N_{1mkr} , $C_{орг} = 6,5\%$, II-III). В результате этого моделирования получены расчетный удельный выход и скорость удельного выхода УВ (см. рис. 4). Нефтегенерация практически во всех толщах началась на границе среднего и позднего миоцена (11 млн лет), и ее пик был достигнут: в нижнеюрской толще (J_{1t-p}) – на границе раннего и позднего плиоцена (3 млн лет), в сеноманских отложениях (K_2cm) – на границе неогена и антропогена (2 млн лет), в верхнеэоценовой (P_2^2) – 0,7 млн лет, а в майкопской свите (N_{1mkr}) пик нефтегенерации еще не достигнут. Начало активной нефтегенерации приходится на границу среднего и позднего миоцена (10 млн лет), что связано с накоплением мощной майкопской свиты, за чем последовали прогрев и активизация процессов генерации нефти.

Следует заметить, что моделируемая скважина располагается в наиболее глубокой части Западно-Кубанского прогиба в пределах очага наиболее активной нефтегазогенерации всего Западного Предкавказья. Если даже здесь нефтегенерация началась относительно недавно и еще не закончилась, то в менее погруженных частях бассейна масштабы нефтегазогенерации должны или быть значительно мень-

* Фактор растяжения (β -фактор) – относительная величина растяжения бассейна.

ше, или вообще отсутствовать. В этой связи важное значение приобретает рассмотрение возможности формирования залежей УВ за счет латеральной миграции.

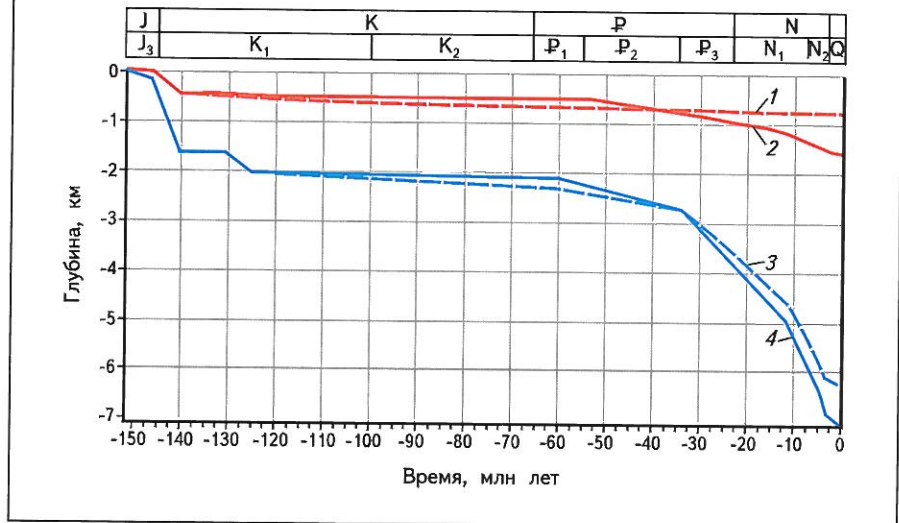
Для оценки территориального распространения границ областей активной нефте- и газогенерации и направлений миграции сгенерированных УВ было выполнено двухмерное моделирование.

В качестве исходных данных для двухмерной модели был взят региональный сейсмический профиль через Западно-Кубанский прогиб [1, 4], моделирование которого было выполнено с использованием программы "Basin2" [5, 6]. По итогам моделирования были построены модель истории погружения, прогрева, генерации УВ и модель фильтрации флюидов (рис. 5-6). Это позволило определить расчетные значения аномальных поровых давлений в толщах пород бассейна на современный момент (см. рис. 5); области нефтяного и газового окна на палеоразрезе на момент 5 млн лет назад (см. рис. 6, А) и на современный момент (см. рис. 6, Б).

Олигоцен-миоценовые отложения центральной, наиболее погруженной части Западно-Кубанского прогиба в настоящий момент характеризуются аномально высокими поровыми давлениями (см. рис. 5). Эти избыточные давления возникли в бассейне вследствие высокой скорости седиментации в олигоцен-четвертичное время вкупе с низкой проницаемостью глинистых пород майкопской свиты [5].

Из-за высокой скорости осадконакопления и соответственно увеличения объема плиоцен-четвертичных пород происходят резкое (выше фонового) повышение нагрузки на нижележащие толщи и уплотнение пород. Это, в свою очередь, должно привести к выжиманию порового флюида за счет увеличения порового давления, но низкая проницаемость майкопских глиен не дает возможности поровым

Рис. 2. КРИВЫЕ ПОГРУЖЕНИЯ ФУНДАМЕНТА И ТЕКТОНИЧЕСКОГО ПОГРУЖЕНИЯ В ТЕЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОДНОМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ скв. КУБАНСКАЯ СГ-12000

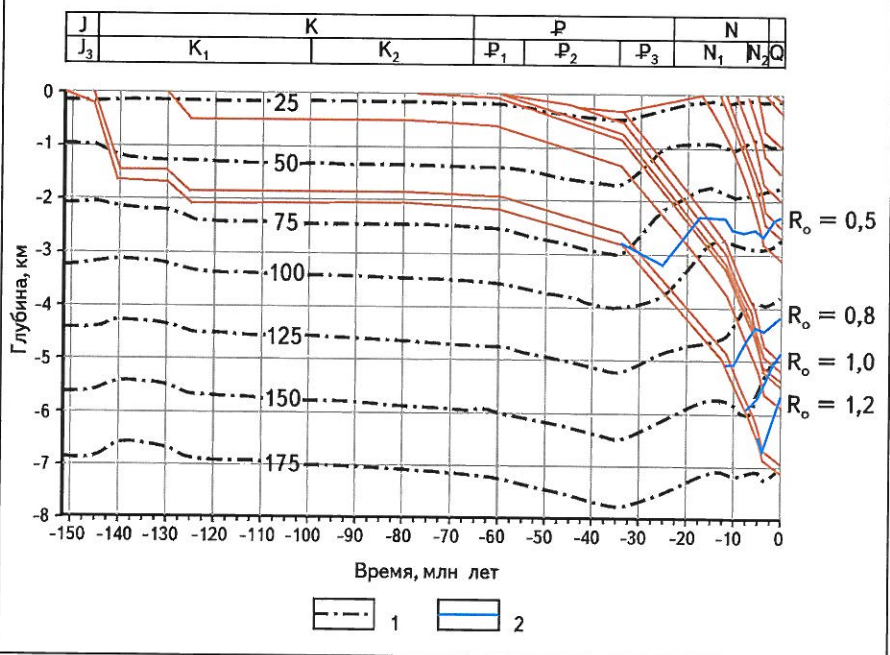


Тектоническое погружение: 1 – термальное, 2 – backstripping; погружение фундамента: 3 – термальное, 4 – backstripping

флюидам мигрировать с достаточной скоростью, что и приводит к формированию области аномальных давлений. Эта область во мно-

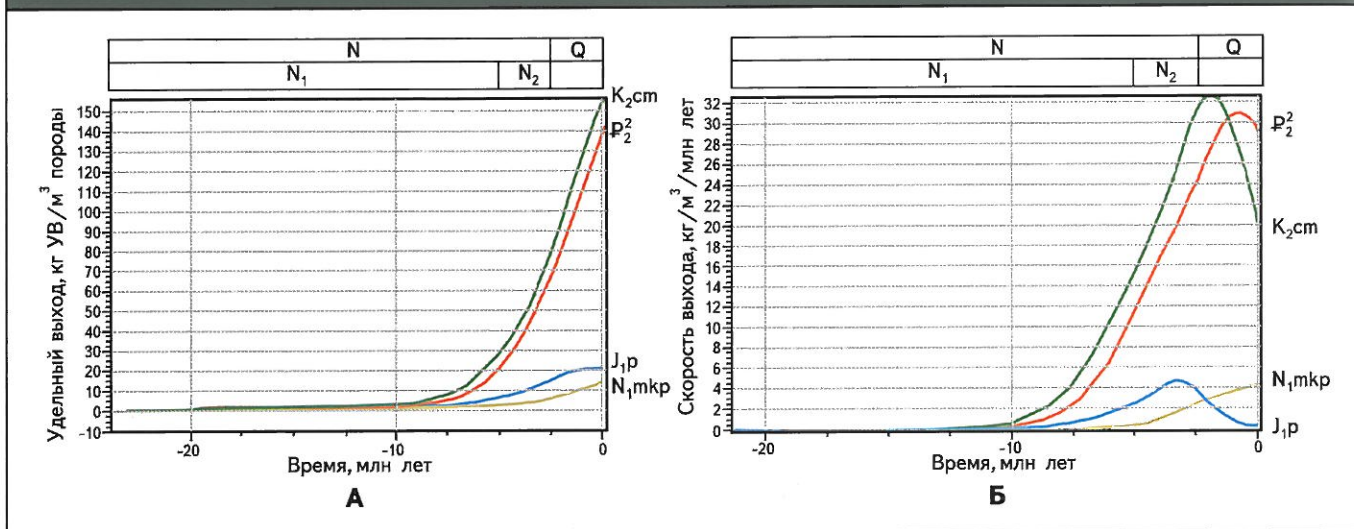
гом определяет направления потоков флюидов в бассейне, которые направлены от области аномальности как вверх, так и вниз.

Рис. 3. РЕЗУЛЬТАТ ОДНОМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ ИСТОРИИ скв. КУБАНСКАЯ СГ-12000



1 – изотермы; 2 – изореспленды, %

Рис. 4. РАСЧЕТНЫЙ УДЕЛЬНЫЙ ВЫХОД (А) И СКОРОСТЬ УДЕЛЬНОГО ВЫХОДА (Б) УВ ОДНОМЕРНОЙ МОДЕЛИ СКВ. КУБАНСКАЯ СГ-12000



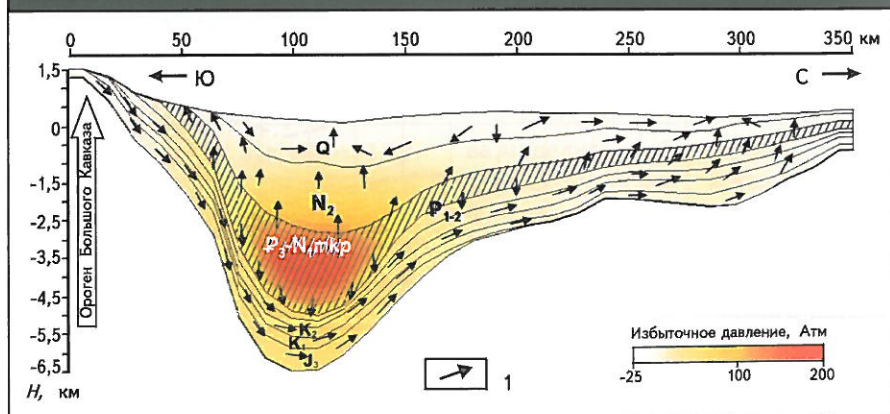
Другим важным фактором, определяющим направления фильтрации порового флюида, является рельеф. Сравнивая распределение флюидов 5 млн лет назад (см. рис. 6, А) и на современный момент, можно заметить, что в результате подъема орогена Большого Кавказа (в южной части профиля) произошла переориентация флюидных потоков в юрско-меловых отложениях: до воздымания орогена эти потоки были направлены из наиболее глубокой части Западно-Кубанского прогиба на юг и север, после же об-

разования высокого рельефа в левой части профиля все флюидные потоки в юрско-меловых отложениях ориентированы с юга на север (интересно, что они проходят транзитом через наиболее погруженную область прогиба). Это связано с тем, что образование рельефа привело к увеличению гидравлического напора (артезианский эффект).

Начало процесса нефтегазогенерации приходится на границу плиоцена и миоцена (5,3 млн лет), о чем свидетельствует формирование в это время нефтяного окна, кото-

рое располагается главным образом в центральной части прогиба в основании майкопской свиты и нижележащих толщах (см. рис. 6, А). На современный момент нефтяное окно локализовано в майкопской свите, в центральной части прогиба. В нижележащих толщах теперь располагается газовое окно, которое, в свою очередь, вытеснило предшествовавшее ему нефтяное на борта прогиба (см. рис. 6, Б). Если учесть изменение направления флюидных потоков, можно сделать вывод, что на рубеже плиоцена и миоцена (5,3 млн лет) идет активное формирование нефти, при этом потоки флюидов мигрируют из центральной части прогиба на борта, как на южный, так и северный (т.е. на этот момент времени формирование залежей на северном или южном борту прогиба равновероятно). Изменение направления потока флюидов за счет формирования современного рельефа приводит к их миграции из центральных частей на северный борт впадины. Одновременный с этим процесс формирования газового окна приводит к вымещению нефти из сформированных на северном борту ловушек и заполнению их газом. Основные газовые месторож-

Рис. 5. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АНОМАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ НА СОВРЕМЕННЫЙ МОМЕНТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДВУХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА



1 – направление флюидного потока

дения сосредоточены на северном борту, а газовые — на южном и в центральной части (см. рис. 6, Б).

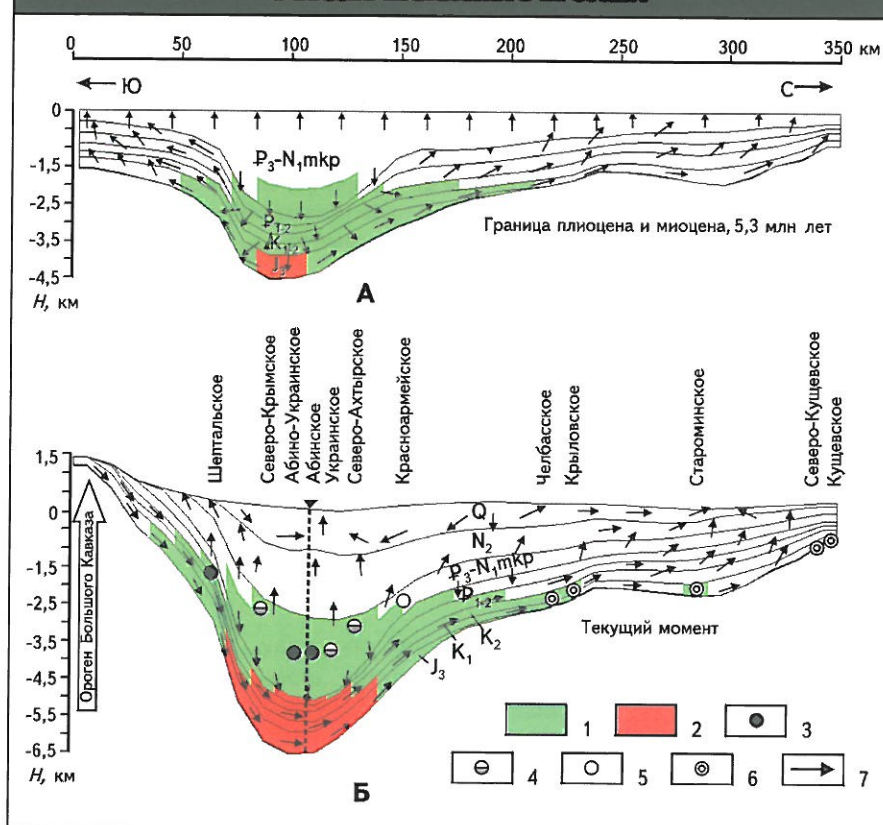
По итогам моделирования историю развития Западно-Кубанского прогиба можно охарактеризовать следующими фактами:

на территории района, моделируемого с позднеюрского времени, тепловой поток на протяжении этого временного интервала относительно стационарен и повышается лишь в бериасское и баремское время на фоне этапов растяжения, которые сопровождались последующим пострифтовым погружением;

накопление мощной толщи глин в майкопское время повлекло за собой погружение бассейна и стало причиной активного повышения теплового потока и, следовательно, прогрева бассейна, что в свою очередь активизировало процесс нефтегазогенерации во всех потенциальных толщах. Начало этого процесса приходится на границу среднего и позднего миоцена (11 млн лет), а пик был достигнут: в нижнеюрской толще (J_1t-p) — на границе раннего и позднего плиоцена (3 млн лет); в вернемеловой толще (K_2cm) — на границе неогена и антропогена (2 млн лет); в кумской свите (P_2^2) — 0,7 млн лет назад, а в майкопской свите (N_1mkp) пик еще не достигнут.

Таким образом, начиная с миоцена (5,3 млн лет), в центральной части прогиба в основании майкопской свиты и нижележащих толщах формируется нефтяное окно. При этом поток флюидов направлен из наиболее погруженной центральной части бассейна к бортам, где, вероятно, формируются нефтяные ловушки. К текущему моменту нефтяное окно расположено в центральной части майкопской свиты, а в нижележащих толщах локализовано газовое окно, которое в свою очередь вытеснило нефтяное на края прогиба. Высокая скорость седиментации и низкая проницаемость пород майкопской и вышележащих свит стали причиной возник-

Рис. 6. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФЛЮИДНЫХ ПОТОКОВ И ЛОКАЛИЗАЦИИ ГАЗОВОГО И НЕФТЯНОГО ОКНА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДВУХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА



Граница: А — плиоцена и миоцена (5,3 млн лет), Б — на текущий момент; окно: 1 — нефтяное; 2 — газовое; тип флюида: 3 — нефть, 4 — нефть и газ, 5 — газ, 6 — газоконденсат; 7 — направление флюидного потока

новения области аномально высокого давления, которая сосредоточена в центральной части прогиба. Наличие такой области вкпе с растущим орогеном Большого Кавказа привело к переориентации флюидных потоков, которые теперь направлены с южного склона и центральной части на северный борт, где новообразованные газовые УВ вытесняют нефть из ранее сформированных ловушек. Такое представление истории развития объясняет, почему нефтяные месторождения Западно-Кубанского прогиба сосредоточены на южном борту, а газовые — на северном.

Литература

1. Афанасенков А.П. Геологическое строение и углеводородный потен-

циал Восточно-Черноморского региона / А.П.Афанасенков, А.М.Никишин, А.Н.Обухов. — М.: Научный мир, 2007.

2. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. — М.: Научный мир, 2007.

3. Ершов А.В. Методы математического моделирования осадочных бассейнов // Геоисторический и геодинамический анализ осадочных бассейнов / Под ред. Н.В.Межеловского, А.Ф.Морозова. — М.: МПР РФ, 1999.

4. Ершов А.В. Мезозойско-кайнозойская история погружения и геодинамика Предкавказья / А.В.Ершов, А.М.Никишин, С.Н.Болотов, М.В.Коротаяев // 400 миллионов лет геологической истории южной части Восточной Европы / Под ред. А.М.Никишина. — М.: Геокарт, Геос, 2005.

5. Bethke С.М. A numerical model of compaction-driven groundwater flow and heat transfer and its application to

DISTRIBUTION REGULARITY AND PHASE COMPOSITION OF OIL AND GAS POOLS OF WEST CAUCASUS BY RESULTS OF ONE AND TWO DIMENSIONAL MODELING OF HYDROCARBON SYSTEMS

Unger A.V. (ZAO "Modelling and Monitoring of Geological Objects named after V.A.Dvurechensky"), *Ershov A.V.* (Lomonosov Moscow State University)

Based on computer modeling of history of settling, heating and oil generation of the main oil source series of West-Kuban trough it is shown HC system evolution of the region under consideration. Time opening of oil and gas generation stages is identified as well as trend of fluid migration flows. Regularities of oil pools distribution on the south of trough and gas – on the north are explained.

Key words: West-Kuban trough; basin modeling; HC systems; oil generation; oil; gas.

M.K.Lee, C.M.Bethke // American Association of Petroleum Geologists. – 1994. – Bulletin 78.

© **А.В.Унгер, А.В.Ершов, 2012**

Анастасия Викторовна Унгер,
геолог,
anastasiya.unger@gmail.com;

Андрей Викторович Ершов,
научный сотрудник,
кандидат геолого-минералогических наук,
and@geol.msu.ru.

Рецензент А.М.Никушин.

the paleohydrology of intracratonic sedimentary basins // Journal of Geophysical Research. – 1985. – 90.

6. **Lee M.K.** Late cementation and petroleum accumulation in the (Permian) Lyons sandstone, Denver basin /

ВЫСТАВКА

17-19 октября 2012 г.

г. Самара

VI международная специализированная выставка

Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия

- ◆ Геология и геофизика нефти и газа
- ◆ Бурение скважин. Разведка и добыча нефти и газа
- ◆ Транспортировка и хранение нефти и газа
- ◆ Переработка нефти и газа. Нефтехимия
- ◆ Химические технологии
- ◆ Экологическая, промышленная и пожарная безопасность
- ◆ Автоматизация и КИП



ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

Самара, ул. Мичурина, 23а
тел: (846) 207-11-30, 207-11-22

oil@expo-volga.ru
www.gasoil-expo.ru