

УДК 553.98:551.76(470.6)

Папоротная А.А.ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», Нефтекумск, Россия, anna2273@yandex.ru**Ярошенко А.А.**ОАО «СевКавНИПИгаз», Ставрополь, Россия, svnipigz@gazprom.ru

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ В МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНО-СТАВРОПОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ

Предложена схема формирования залежей углеводородов Восточно-Ставропольской впадины и сопредельных территорий. Детальные палеотектонический и гидродинамический анализы показали, что формирование газоконденсатных и газовых залежей в нижнемеловых отложениях Восточно-Ставропольской впадины, а также граничащих с ней территориях, связано с перетоком газообразных углеводородов из нижележащих юрских отложений.

Ключевые слова: углеводороды, миграция, формирование, переток, залежь, Восточно-Ставропольская впадина.

Мезозойский разрез Восточно-Ставропольской впадины (ВСВ) представлен сложно построенным литолого-фациальным комплексом пород, в котором по данным химико-битуминологического и пиролитического (в модификации ROCK-EVAL) анализов были выделены нефтегазоматеринские породы (НГМП) в нижне- среднеюрских, неокомских, аптских и альбских отложениях [Папоротная, Ярошенко, 2009] (рис. 1). Органическое вещество, рассеянное в НГМП, характеризуется преимущественно смешанным сапропелево-гумусовым составом (II тип керогена) и разным уровнем катагенетической превращенности – от ПК до АК₁. Положение верхней границы главной зоны нефтеобразования контролируется глубинами ~ 2000-2050 м. Переход в главную (глубинную) зону газогенерации располагается на глубинах 3800-3870 м.

Проведенное авторами районирование территории ВСВ с использованием сведений о катагенетической превращенности органического вещества показало, что в настоящее время нижне- среднеюрские отложения юго-западной части ВСВ находятся в главной зоне нефтеобразования (градации катагенеза МК₁ – МК₃), а на остальной части территории – в главной (глубинной) зоне газогенерации (МК₄ – АК₁). Отложения неокомского возраста характеризуются наибольшим уровнем зрелости органического вещества также в юго-восточной части ВСВ, где они находятся – в главной (глубинной) зоне газогенерации, а на остальной части территории – в главной зоне нефтеобразования.

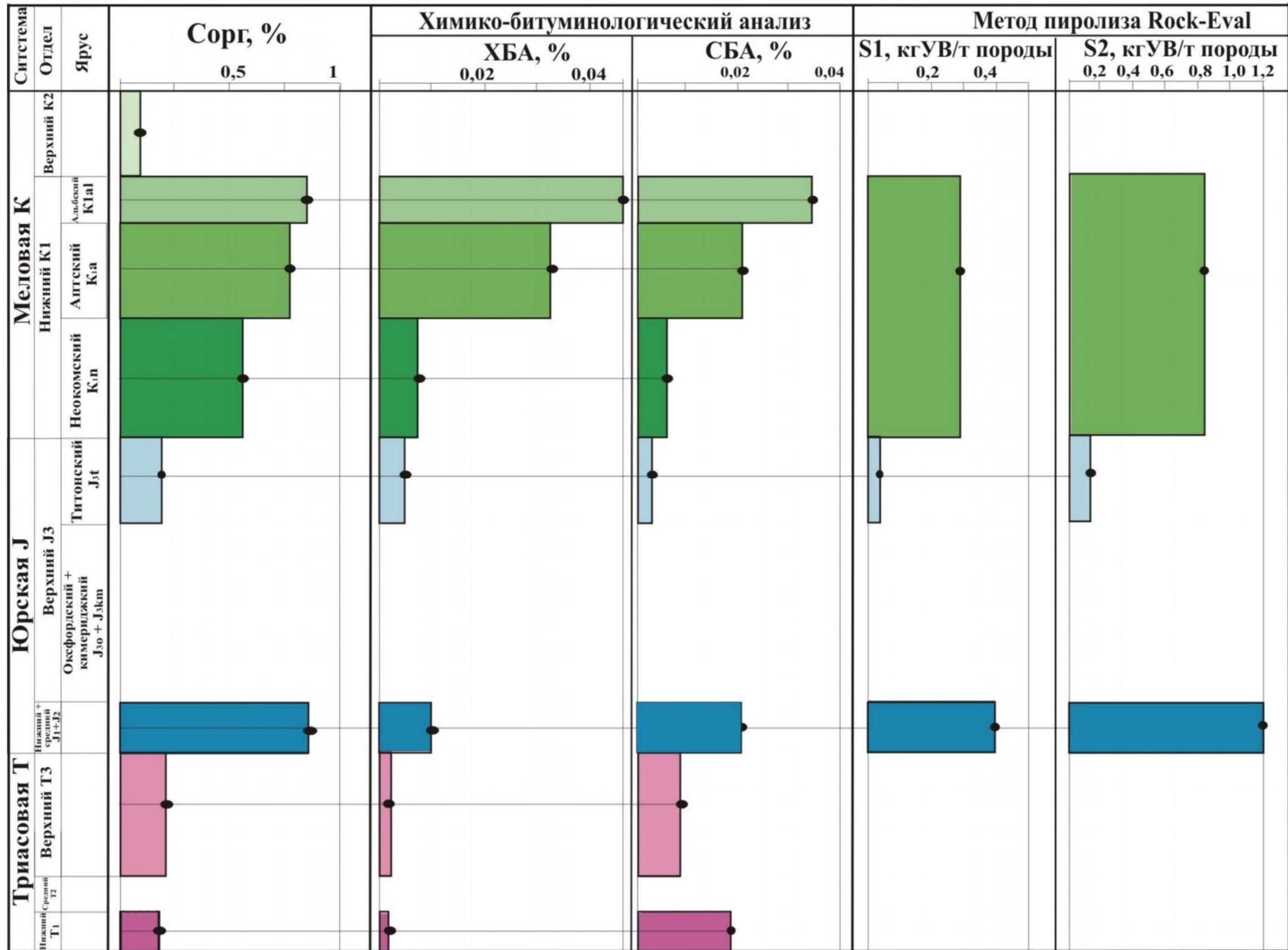


Рис. 1. Геохимическая характеристика мезозойских отложений Восточно-Ставропольской впадины (составили Папоротная А.А., Ярошенко А.А.)

Аптские отложения в главной зоне нефтеобразования расположены в центральной части ВСВ; в главную (глубинную) зону газогенерации эти отложения вошли лишь в пределах Чернолесского прогиба (Наримановская площадь). Альбские отложения в главной зоне нефтеобразования находятся на всей изучаемой территории.

Использование схемы катагенетической эволюции углеводородных систем в терригенных толщах с органическим веществом смешанного состава [Строганов, Скоробогатов, 2004] для прогнозирования наиболее вероятных типов углеводородных скоплений и зональности их распространения в пределах ВСВ показало, что в нижне-среднеюрских отложениях возможно формирование как первичных нефтяных и нефтегазоконденсатных, так и вторичных по генезису газоконденсатнонефтяных и газоконденсатных залежей. В наиболее погруженной части впадины (Чернолесский прогиб) могут располагаться чисто газовые скопления.

Аналогичные типы углеводородных скоплений, за исключением чисто газовых, могли получить распространение и в неоконских отложениях.

В альб-аптских отложениях на всей территории ВСВ наиболее вероятно развитие зоны преимущественного распространения первичных нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей.

Такая зональность (генерационная) распределения углеводородов (УВ) свойственна только первичным скоплениям, не претерпевшим значительных изменений в процессе геологического развития территории. В природе обычно этот генетический ряд распространения УВ нарушается. Так, в частности, миграция углеводородных флюидов в природном резервуаре в значительной степени контролируется гидродинамическими условиями, определяющими как формирование углеводородных скоплений, так и их переформирование.

При изучении процессов миграции УВ, а также формирования и сохранности их скоплений, в качестве основных гидрогеологических показателей используются условия распространения в пространстве зон интенсивного и гидрогеологически застойного режима и степень промытости отложений инфильтрационными водами.

Для выявления зон водообмена разной интенсивности в мезозойском комплексе пород на территории ВСВ использовалась эмпирическая схема формирования линий тока подземных флюидов, располагающихся в направлении погружения водоносных горизонтов (комплексов) – от краевых зон нефтегазоносного бассейна к его наиболее погруженным частям [Дюнин, 2000]. Для обоснования границ гидродинамических зон в юрских и

нижнемеловых отложениях ВСВ построены графики изменения элементов потока вдоль линии тока в относительных координатах $H(x)/H(0) - x/L$, где $H(0)$ — значение любого элемента потока на границе структуры (начальная точка координат); $H(x)$ — значение элемента потока в любой точке x , расположенной на линии тока; L — общая длина линии тока (рис. 2).

На основе полученных графиков были построены соответствующие схемы изменения приведенных напоров пластовых вод (рис. 3). Теоретические линии берут начало на участке сочленения ВСВ с Северной моноклиной Центрального Кавказа (Минераловодский выступ) и направлены на северо-восток, в сторону Прикумской системы поднятий.

В пределах юрского водоносного комплекса на территории ВСВ выделяются три гидродинамические зоны (рис. 2а, 3а).

Зона активного водообмена приурочена к Минераловодскому выступу и участку сочленения его с ВСВ. Формирование пьезометрических уровней происходит здесь под влиянием поверхностных факторов (инфильтрационный водообмен).

Зона затрудненного водообмена выделяется на относительно узкой части участка сочленения Минераловодского выступа с ВСВ. По своему положению эта зона может рассматриваться как переходная от зоны активного к зоне весьма затрудненного водообмена.

Зона весьма затрудненного водообмена занимает восточную часть площади распространения юрского комплекса на территории ВСВ.

В условиях резкого погружения отложений влияние краевых зон практически не сказывается на формировании подземных вод глубоких частей разреза, для которых характерны гидрохимические и гидродинамические аномалии.

При изучении гидрогеологической характеристики отложений нижнего мела выявляется следующая особенность. Отсутствие надежных региональных водоупоров, отделяющих воды апта от альбских и неокомских, обуславливает гидродинамическую связь между водоносными горизонтами, вследствие чего воды нижних горизонтов апта имеют много общих черт с водами неокома, а верхних горизонтов — с альбскими. Это позволяет рассматривать неокомские, аптские и альбские отложения как единый водоносный комплекс, для которого вся территория ВСВ представляет собой гидродинамическую зону активного водообмена, где сток тесно связан с поверхностными факторами (рис. 2б, 3б).

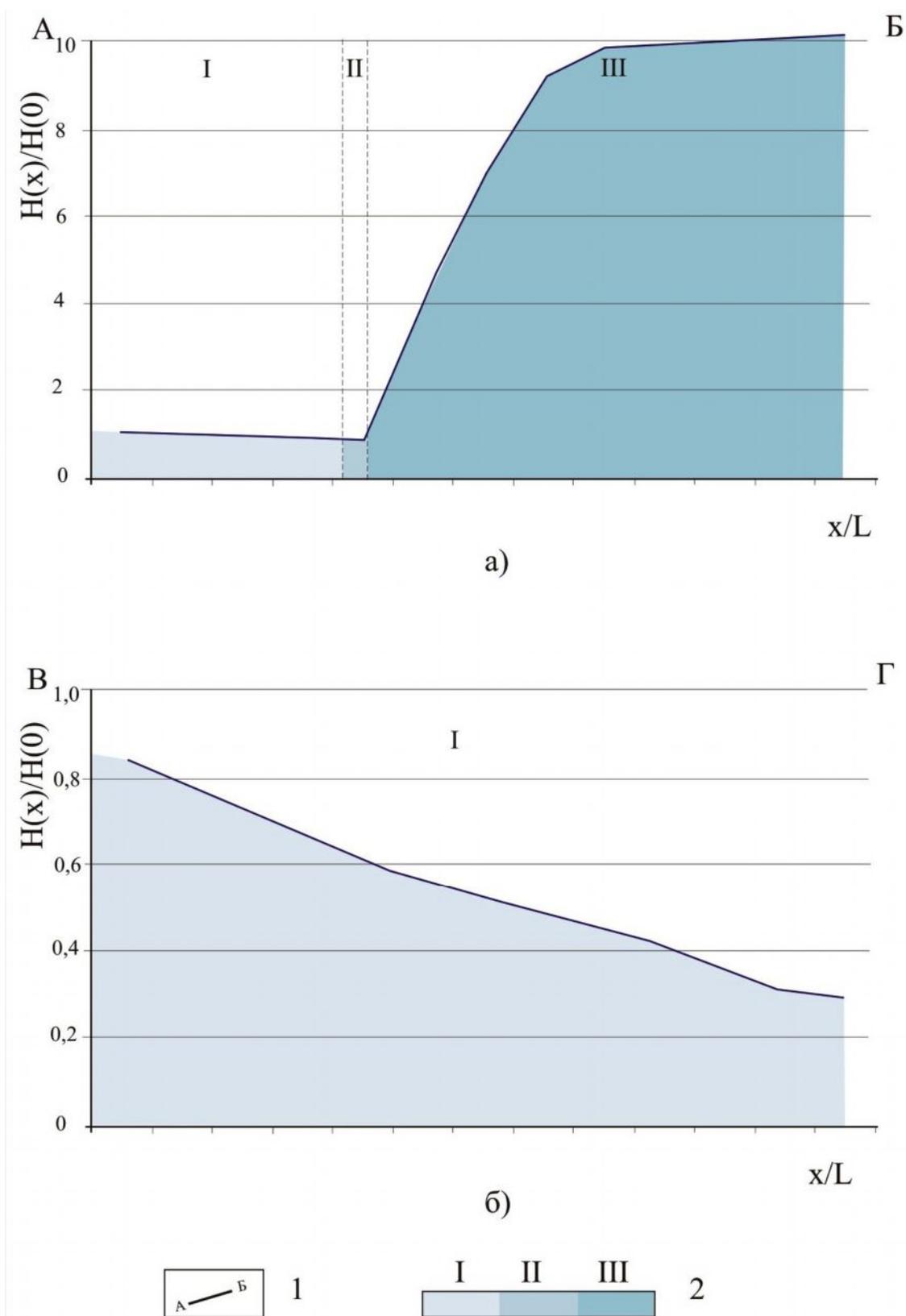


Рис. 2. Схематические графики приведенных напоров вод юрских (а) и нижнемеловых (б) отложений (составили Папоротная А.А., Ярошенко А.А.)

1 - линия профиля; 2 - зоны: I - инфильтрационного водообмена, II - коллизии, III - элизионного водообмена.

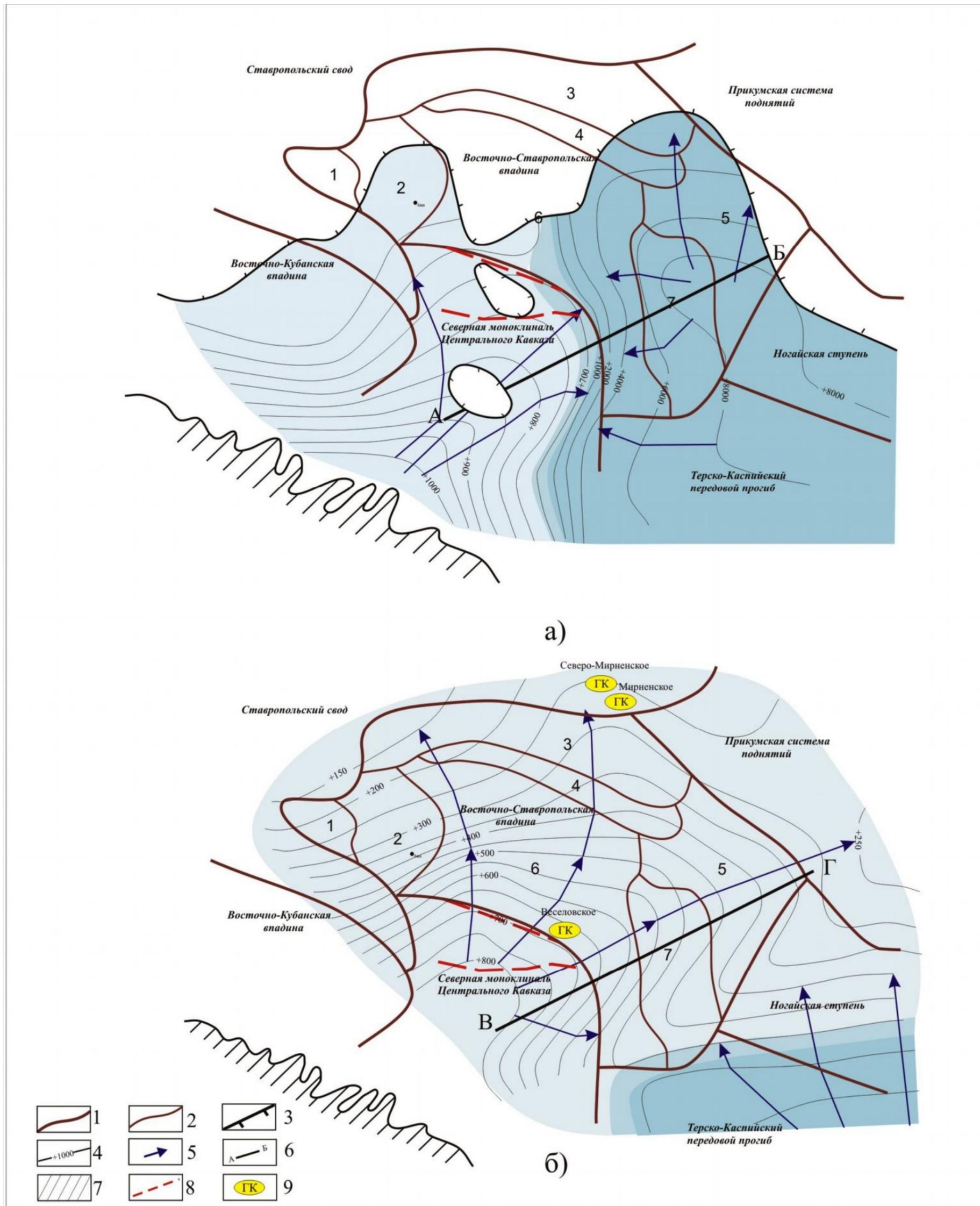


Рис. 3. Схематические карты приведенных напоров вод юрских (а) и нижнемеловых (б) отложений (составили Папоротная А.А., Ярошенко А.А.)
 1 - границы тектонических элементов 1-го порядка; 2 - границы тектонических элементов 2-го порядка: 1 - Темнолесский прогиб, 2 - Янкульское поднятие, 3 - Спицевский прогиб, 4 - Журавская система поднятий, 5 - Томузловская ступень, 6 - Александровско-Георгиевская моноклираль, 7 - Чернолесский прогиб; 3 - граница распространения отложений; 4 - гидроизоэпызы, м; 5 - направление потока вод; 6 - линия профиля; 7 - выходы отложений на поверхность; 8 - глубинный разлом, 9 - газоконденсатное месторождение.

Установление закономерностей, характерных для водонапорной системы мезозойского комплекса пород ВСВ, с учетом особенностей геологического строения, истории геологического развития, геохимических и термобарических условий, а также проведенные авторами палеотектонические реконструкции позволяют высказать ряд предположений по вопросу формирования залежей УВ. Авторами выявлены два этапа в формировании залежей в юрских и нижнемеловых отложениях (рис. 4).

1-й этап начинается с альбского времени, когда ниже- среднеюрские НГМП в зоне сочленения ВСВ с Терско-Каспийским передовым прогибом входят в главную зону нефтеобразования. Постоянное прогибание этой территории обуславливает формирование достаточно устойчивых во времени областей элизионного питания, с чем связан миграционный поток УВ в северном и северо-западном направлениях из Терско-Каспийского передового прогиба. Движение УВ происходило в водорастворенном состоянии. На путях миграции могли образоваться первичные преимущественно нефтяные и нефтегазоконденсатные скопления. С палеогенового времени, наряду с генерацией и миграцией УВ в юрских отложениях, образование и перемещение УВ в северном и северо-западном направлениях происходило и в нижнемеловых отложениях.

Время наступления 2-го этапа можно определить как конец палеогена – начало неогена. На этом этапе геологического развития юрские НГМП в зоне сочленения ВСВ с Терско-Каспийским передовым прогибом входят в главную (глубинную) зону газогенерации. В это же время наблюдается активизация в формировании Минераловодского выступа, вследствие чего в юго-восточной части ВСВ происходит инверсия регионального наклона слоев. Меняется и направление движения УВ. Миграция УВ в зоне генерации происходила следующим образом: газообразные УВ мигрируют из ниже- среднеюрских отложений в верхнеюрские вплоть до соленосного экрана в виде пузырьков, проталкиваемых вместе с водой. Затем, из наиболее погруженной части ВСВ (Чернолесский прогиб), УВ двигаются в юго-западном, западном, северо-западном, северном и в северо-восточном направлениях. В зоне отсутствия верхнеюрской крышки (северная часть Чернолесского прогиба), УВ, превращаясь в газовые струи, в процессе перетока попадают в коллекторы нижнего мела. Переток газообразных УВ, генерированных НГМП нижней и средней юры, в нижний мел наблюдается и на участке сочленения ВСВ с Минераловодским выступом через глубинный разлом, вследствие чего в нижнемеловых отложениях образовалось газоконденсатное Веселовское месторождение.

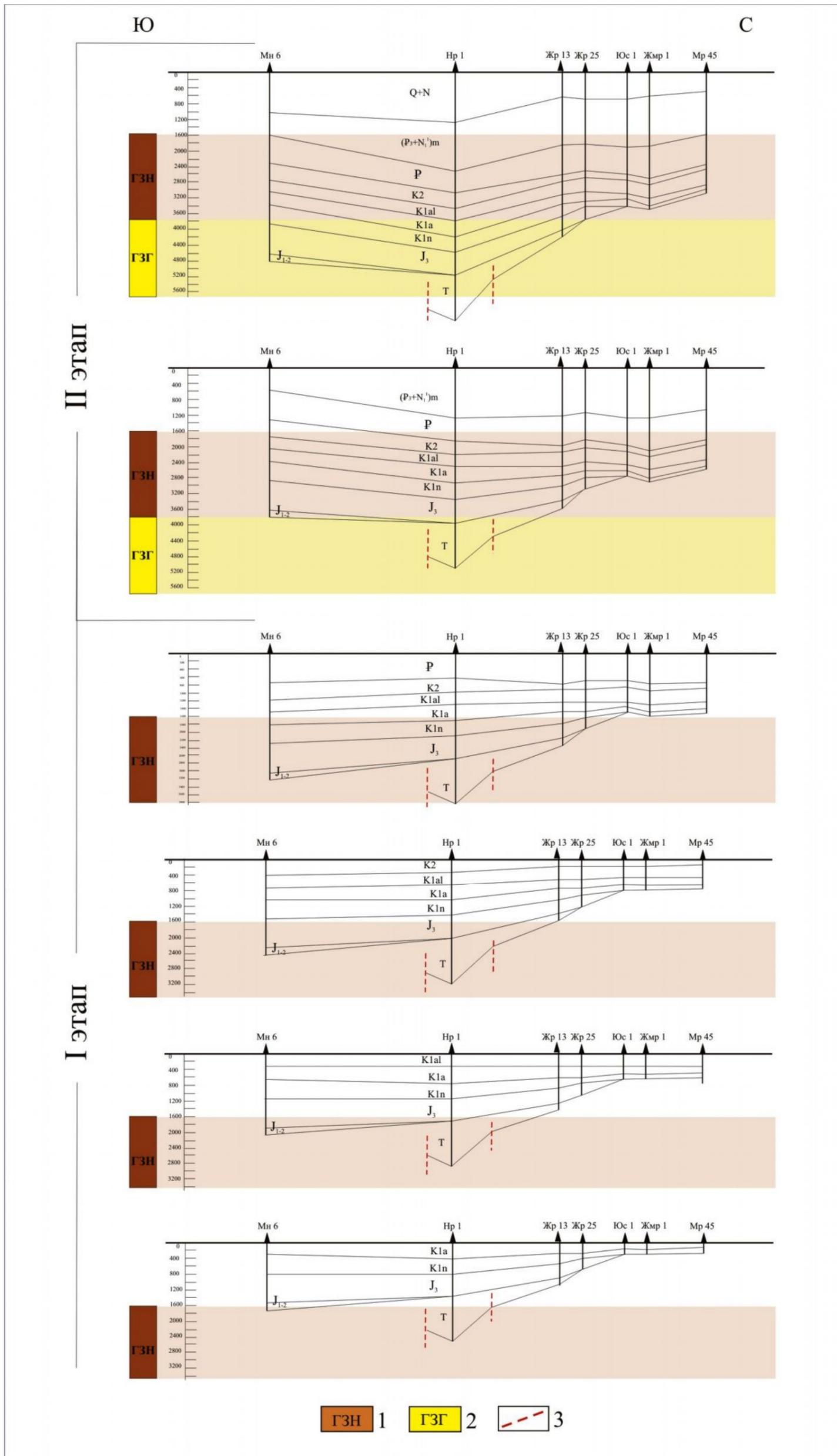


Рис. 4. Палеотектонический профиль через скв. 6-Марьянская – 45-Мирненская (составили Папоротная А.А., Ярошенко А.А.)
 1 - главная зона нефтеобразования; 2 - главная зона газообразования; 3 - глубинный разлом.

В конце неогенового времени, наряду с ниже-среднеюрскими, в главную (глубинную) зону газогенерации входят нижнемеловые (неокомские) НГМП и генерируют преимущественно газообразные УВ. В нижнемеловых отложениях движение УВ, генерированных неокомскими, частично апт-альбскими, а также ниже-среднеюрскими НГМП, в виде газовых струй осуществляется в северо-западном, северном и северо-восточном направлениях по восстанию пластов. При этом сформировавшиеся на 1-ом этапе нефтяные залежи пополняются, а затем и полностью замещаются газами сначала в зоне генерации, а затем на ближних и дальних путях латеральной и вертикальной миграции. Часть нефти осталась лишь в виде следов на путях миграции в пластах-коллекторах юрского и мелового возраста (пленки нефти на Северо-Нагутской и Журавской площадях).

Изучение времени формирования ловушек в мезозойских отложениях ВСВ, проведенное на основе палеоструктурного анализа, показало, что наиболее благоприятными условиями для аккумуляции УВ и последующей сохранности скоплений характеризуются Северная и Журавская структуры, которые во время миграционных процессов выделялись стабильным ростом. Александровская и Чернолесская структуры в конце нижнемелового времени были полностью или частично расформированы. Бортовая и Отказненская структуры подверглись процессам расформирования в палеоген-неогеновое время.

Нижнемеловые и юрские отложения ВСВ и зоны сочленения ее с Терско-Каспийским передовым прогибом во время процессов генерации и последующей миграции УВ были погружены на значительные глубины. Можно предположить, что в юрских отложениях в верхнемеловое, а в нижнемеловых в палеогеновое время в восточной части ВСВ могли существовать первичные нефтяные и нефтегазоконденсатные залежи за счет УВ, мигрировавших в эту часть ВСВ и в зону сочленения ВСВ с Минераловодским выступом.

Активный рост Минераловодского выступа с конца палеогенового времени и произошедшая инверсия регионального плана мезозойских отложений вызвали раскрытие отдельных ловушек и последующее расформирование залежей УВ.

В нижнемеловых отложениях УВ, мигрируя в северо-западном, северном и северо-восточном направлениях в сторону Прикумской системы поднятий и восточного погружения Ставропольского свода, аккумуляровались в ловушках как структурного, так и литологического типов. В этих отложениях ВСВ и сопредельных территорий выявлены газоконденсатные залежи на Веселовском, Мирненском, Северо-Мирненском и других месторождениях. Это объясняется тем, что внедрение газов и газоконденсатных растворов из вступивших в главную (глубинную) зону газогенерации и генерирующих газообразные УВ

нижне- среднеюрских, а также неокомских НГМП, коренным образом изменило характер нефтегазоносности нижнемеловых отложений ВСВ.

Согласно проведенным авторами расчетам (объемно-генетическим методом с использованием результатов подсчета запасов газа и газового конденсата Веселовского и Мирненского газоконденсатных месторождений) объем газа, мигрировавшего из нижне-среднеюрских отложений ВСВ в нижнемеловые, составляет 380 млрд. м³. При этом учитывалась только зона распространения нижне- среднеюрских отложений ВСВ и не учитывалось влияние миграционных процессов в виде газообразных УВ из прилегающих территорий. Не исключено, что в формировании нижнемеловых залежей Мирненского, Северо-Мирненского и других газоконденсатных месторождений (Прикумская система поднятий) помимо мезозойских отложений ВСВ могли принимать участие глубокопогруженные мезозойские отложения зоны Манычских прогибов. Об этом свидетельствует более высокое содержание газообразных УВ в жидких на Мирненском месторождении (14000-15000 м³/т) по сравнению с Веселовским месторождением (7000-8000 м³/т).

Таким образом, на основе проведенных авторами геолого-геохимических, гидрогеологических и палеотектонических исследований в нижнемеловых отложениях на территории ВСВ следует ожидать обнаружения газоконденсатных залежей. В верхнеюрских отложениях западной части изучаемой территории возможно обнаружение первичных нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей, а в восточной – вторичных по генезису газоконденсатных и газовых.

Отсутствие залежей на некоторых площадях ВСВ связано с поздним формированием ловушек на путях миграции УВ, либо с полным или частичным расформированием ранее образовавшихся залежей.

Литература

Дюнин В.И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2000. – 472 с.

Строганов Л.В., Скоробогатов В.А. Газы и нефти залежей ранней генерации Западной Сибири. – М.: ООО «Недра» – Бизнесцентр, 2004. – 415 с.

Папоротная А.А., Ярошенко А.А. Выделение нефтегазоматеринских толщ и типизация органического вещества мезозойских пород Восточно-Ставропольской впадины // Материалы VIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и научных работников «Международные и отечественные технологии освоения природных минеральных ресурсов и глобальной энергии». – Астрахань: Издательский дом «Астраханский университет», 2009. - № 3 (34). – С. 93-95.

Рецензент: Толпаев В.А., доктор физико-математических наук, профессор.

Paportnaya A.A.

LLC «OC «Rosneft» - STC», Neftekumsk, Russia, anna2273@yandex.ru

Yaroshenko A.A.

JSC «SevKavNIPIgaz», Stavropol, Russia, svnipigz@gazprom.ru

HYDROCARBONS FORMATION IN THE MESOZOIC DEPOSITS OF THE EAST-STAVROPOL DEPRESSION

The interpretation of hydrocarbons formation in the East-Stavropol depression and adjacent areas is presented. Paleotectonic and hydrodynamic analysis showed that formation of gas and gas condensate pools in the Lower Cretaceous sediments of East Stavropol Depression and adjacent areas are genetically associated with gaseous hydrocarbon flows from the underlying Jurassic section.

Key words: *hydrocarbons, migration, formation, flow, accumulation, East-Stavropol Depression.*

References

Dûnin V.I. Gidrodinamika glubokih gorizontov neftegazonosnyh bassejnov. – M.: Naučnyj mir, 2000. – 472 s.

Stroganov L.V., Skorobogatov V.A. Gazy i nefti zalezey rannej generacii Zapadnoj Sibiri. – M.: OOO «Nedra» – Biznescentr, 2004. – 415 s.

Paportnaâ A.A., Ârošenko A.A. Vydelenie neftegazomaterinskih tolš i tipizaciâ organičeskogo vešestva mezozojskih porod Vostočno-Stavropol'skoj vpadiny // Materialy VIII Meždunarodnoj naučno-praktičeskoj konferencii studentov, aspirantov i naučnyh rabotnikov «Meždunarodnye i otečestvennye tehnologii osvoeniâ prirodnyh mineral'nyh resursov i global'noj ènergii». – Astrahan': Izdatel'skij dom «Astrahanskij universitet», 2009. - # 3 (34). – S. 93-95.

© Папоротная А.А., Ярошенко А.А., 2011