

УДК 551.242.51

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ АВТОКЛАВНОГО ТИПА ПРИКАСПИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ (РОССИЯ): УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

© 2022 г. Ю. А. Волож^{1, *}, Л. А. Абукова², М. П. Антипов¹, И. С. Патина¹, И. А. Гарагаш³, О. К. Навроцкий⁴, Д. А. Соин⁵, А. А. Суслов², Р. Р. Гумерова²

¹Геологический институт РАН, Пыжевский пер., д. 7, 119017 Москва, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, ул. Губкина, д. 3, 119333 Москва, Россия

³Институт физики Земли РАН, д. 10, ул. Б. Грузинская, 123242 Москва, Россия

⁴АО “Нишне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики”, ул. Московская, д. 70, 410012 Саратов, Россия

⁵АО “ГазпромВНИИГАЗ”, пр-д Проектируемый № 5537, д. 15, п. Развилка, г.о. Ленинский, 142717 Московская область, Россия

*e-mail: mpantipov@yandex.ru

Поступила в редакцию 04.08.2022 г.

После доработки 17.10.2022 г.

Принята к публикации 30.10.2022 г.

На основе современных представлений о структурной организации геологической оболочки Земли авторы обосновывают геофлюидодинамические закономерности локализации углеводородных систем (и их элементов) на больших глубинах. По мнению авторов, в условиях высоких компрессионных нагрузок, оказываемых вышележащими отложениями, надежного всестороннего литологического экранирования коллекторов, гидродинамической стагнации в глубокопогруженных комплексах эвапоритовых бассейнах может быть развит особый – автоклавный – тип углеводородных систем. Авторы прогнозируют, что в Прикаспийской нефтегазоносной провинции в подсолевом нефтегазоносном этаже (в нижнедевонско–нижнепермских отложениях) автоклавная углеводородная система могла сформироваться за счет: экранирующей роли значительного по мощности соленосного комплекса (i), нереализованного генерационного потенциала нефтегазоматеринских толщ, представленных глубоководными отложениями и погруженных на 4–6 км и более (ii), гидродинамической стагнации водонапорной системы (iii). Под контролем этих условий приконтактные с нефтегазоматеринскими породами палеорусловые объекты и внутрибассейновые карбонатные постройки выполняют роль высокочемких резервуаров для продуктов катагенной флюидогенерации, а сегрегация однофазного флюида с фазообособлением углеводородов в периоды резкого снижения пластового давления завершает процесс образования уникальных и крупных месторождений углеводородов.

Ключевые слова: геофлюидодинамическая концепция поисков углеводородов, сейсмостратиграфические комплексы, большие глубины, гидродинамическое экранирование, автоклавный тип углеводородных систем, пластовое давление, поровое давление, Прикаспийская впадина

DOI: 10.31857/S0016853X22060078

ВВЕДЕНИЕ

В настоящей статье рассматриваются условия формирования углеводородной системы (УВС) автоклавного типа на больших глубинах осадочного чехла. Объектом исследования выбрана Прикаспийская нефтегазоносная провинция (НГП) – регион площадью более 500 тыс. км² с промышленно развитой инфраструктурой, необходимой для скорейшего ввода перспективных площадей в промышленное освоение, и внеконкурентными возможностями наращивания ресурсного углеводородного

потенциала за счет освоения подсолевой части разреза мощностью свыше 13 км [13, 23].

На основе данных и материалов, полученных при исследовании Прикаспийской нефтегазоносной провинции, авторы раскрывают особенности механизма сопряженного нефтегазообразования и нефтегазонакопления на больших глубинах в условиях надежной гидродинамической изоляции, мощных нефтегазоматеринских пластов и резервуаров повышенной емкости, способных вмещать уникальные и крупные по запасам месторождения углеводородов.

Актуальность исследования определяется тем, что предлагаемые научные аргументы и методические решения по прогнозу нефтегазоносности глубокопогруженных частей осадочного чехла применимы к условиям ряда других нефтегазоносных провинций. Это обеспечивает научно-практическую значимость направлению и объекту исследований прежде всего для обоснования экономически эффективной стратегии поиска уникальных и крупных месторождений углеводородов в нефтегазоносных регионах.

Авторы отчетливо осознают гипотетический характер собственных заключений и выводов, основанных на прогнозе изменений свойств геологической среды на глубинах, неохваченных бурением. При этом мы считаем, что доказательства теоретической обоснованности и практической результативности предлагаемой поисковой концепции послужат импульсом для развития фундаментальных основ тектонодинамического и геофлюидодинамического анализа продуктивности недр, создания достоверных моделей формирования и эволюции глубокопогруженных углеводородных систем.

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ

Целесообразность ориентации поисково-разведочных работ на нефть и газ на больших глубинах в нашей стране широко дискутируется, — имеет своих сторонников и противников [10, 12, 16, 22, 27, 35]. С научной точки зрения нередко ставится под сомнение возможность сохранения углеводородов в древних бассейнах на стратиграфических уровнях ниже карбона [14]. Озабоченность специалистов вызывают также высокие финансовые риски, слабая фактографическая база данных бурения и результатов изучения керна глубоких горизонтов. Свои ограничения накладывают проблемы вскрытия и опробования глубокопогруженных продуктивных пластов в условиях сверхвысоких пластовых давлений, агрессивной (гидро)геохимической среды. Однако для многих регионов со сформированной инфраструктурой добычи, транспорта и переработки углеводородов, вовлечение в хозяйственный оборот углеводородного потенциала нефтегазоносных комплексов, залегающих ниже эксплуатируемых объектов, остается практически безальтернативным решением [9].

Среди индустриальных регионов с длительной историей разработки месторождений углеводородов Прикаспийская НГП занимает особое место, т.к. по существующим оценкам ее углеводородный потенциал больше, чем в Волго-Уральской, Предкавказской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях в совокупности. Площадь перспективных земель по изогипсе “–4 км” превышает более, чем в два раза совокупные размеры Пермского, Вилли-

стонского, Предаппалачского, Оринокского, Верхнеамазонского древних осадочных бассейнов [4, 17, 20, 23].

Имеет значение и то, что, применительно к Прикаспийской НГП, выполнен большой объем научно-исследовательских работ, направленных на развитие общей теории нефтидогенеза, детализацию геолого-геофизического строения нижнего геодинамического этажа Прикаспийской НГП [2, 4, 8, 21, 24, 29].

А.А. Трофимук [28] высоко ценил результаты прогноза крупных и гигантских месторождений в пределах Прикаспийской впадины и отметил, что впервые в нашей стране были выявлены месторождения, по плотности запасов на единицу площади и продуктивности скважин приближающиеся к соответствующим показателям месторождений Ирана.

Начиная с 2000 г. на материалах подсолевого комплекса Прикаспийской НГП стали активно исследоваться механизмы нефтегазогенерации и аккумуляции углеводородов в пределах структур плитных комплексов древних платформ, толщах дислоцированных, метаморфизованных осадочно-вулканогенных пород [3, 9, 13].

В Геологическом институте РАН (г. Москва, Россия) в лаборатории сравнительного анализа осадочных бассейнов научными сотрудниками М.П. Антиповым, Ю.А. Воложем, И.Е. Варшавской, Н.П. Чамовым и Е.Е. Куриной под руководством Ю.Г. Леонова была создана сейсмостратиграфическая 4D модель Каспийского региона по программе Президиума РАН “Глубокая нефть” [4, 8, 18].

На основе данной модели в Нижне-Волжском научно-исследовательском институте геологии и геофизики (г. Саратов, Россия) специалистами О.И. Меркуловым и Е.В. Постновой был определен углеводородный потенциал Прикаспийской НГП в 70 млрд тонн нефтяного эквивалента начальных ресурсов, а также показана высокая вероятность открытия одного уникального и более полутора десятков крупных месторождений нефти [25].

В Институте проблем нефти и газа РАН (г. Москва, Россия) в течение 20 лет проводятся исследования геофлюидодинамических механизмов формирования зон нефтегазоаккумуляции на больших глубинах осадочного чехла Земли [1, 12].

В последние годы найдены месторождения нефти и газа до глубин 16 км [42]. По данным, полученным в 2022 г., добыча нефти в КНР проводится в осадочных бассейнах из пластов, расположенных на глубинах [39]:

- 5 км (Бохай и Сунляо);
- 6 км (Ордосе);
- 7 км (Сычуаньский);
- 9 км (Таримский).

Доказано, что по состоянию на 2013 г. Мексиканский, Аравийский и Восточно-Венесуэльский нефтегазоносные бассейны совокупно содержат 48.7% от общего объема нефти, обнаруженных в мире на глубинах ниже 4.5 км [33].

В России в настоящее время поиски месторождений углеводородов ниже 4–5 км практически не ведутся, несмотря на обоснованные доводы целесообразности масштабного разворота поисковых и разведочных работ на нефть и газ на больших глубинах, прежде всего, – в Прикаспийской НГП [9, 13]. Здесь объемы неосвоенных ресурсов углеводородов велики, также есть возможность апробации технологий вскрытия продуктивных пластов в сложных горно-технических условиях применительно к карбонатным и терригенным коллекторам, что чрезвычайно важно для развития эффективной методики поиска месторождений углеводородов в глубоководных горизонтах нефтегазоносных провинций, недостаточно изученных бурением.

Следует также отметить, что поисковые работы нефти и газа могут стать импульсом для развития осадочно-миграционной теории нефтегенеза, которой принадлежит важная роль в успешном освоении углеводородного потенциала нефтегазоносных провинций мира. Эта теория является фундаментальной основой стратегии поисково-разведочных работ крупнейших нефтегазодобывающих компаний. Однако объяснительные возможности теории, а также ее ранней производной – антиклинальной поисковой концепции, – во многом утрачиваются при переходе с малых и средних глубин на большие глубины.

К необходимости развития теоретических основ поиска нефти и газа на больших глубинах исследователи пришли не сегодня, в мире уже многие годы активно наращивается научное знание по изучению углеводородных систем, расположенных ниже 4 км [19, 33, 38, 45]. Выявлены наиболее существенные особенности глубоководных нефтегазолокализирующих объектов, к которым, в частности, относятся:

- тяготение месторождений к районам с низким температурным градиентом [39];
- широкое развитие непрерывных по площади маломощных пластовых резервуаров нефти и газа [45, 47];
- концентрация крупных запасов газа в коллекторах с низкой и сверхнизкой проницаемостью [33];
- наличие отдельных разуплотненных резервуаров с улучшенными коллекторскими свойствами [5];
- слабая выраженность традиционных (нефте-) газовойдных контактов у вторично преобразованных коллекторов [37, 46];

– локализация скоплений углеводородов в синклиналиях и моноклиналях [44];

– снижение активности катагенных трансформаций органического вещества при отсутствии возможностей оттока жидких и газообразных продуктов флюидогенерации [19, 40].

В дополнение к этим обобщениям авторы настоящей статьи излагают свой взгляд на функционирование глубоководных углеводородных систем (УВС), фокусируя внимание на место УВС в общем ряду разномасштабных нефтегазолокализирующих объектов, особенности механизмов сопряженного нефтегазообразования и нефтегазонакопления в пределах подсолевых нефтегазоносных этажей с различным геофлюидодинамическим режимом проявления стагнационного водонапорного режима. Это дало возможность уточнения геофлюидодинамических условий локализации углеводородов в нижнедевонско–нижнепермских отложениях Прикаспийской НГП.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПРИКАСПИЙСКОЙ НГП

Границы Прикаспийской НГП

В соответствии с традиционными подходами к структурно-тектоническому районированию осадочных чехлов древних и молодых платформ Прикаспийская НГП выделяется в границах распространения галокинетических соляных структур, охватывая Прикаспийскую низменность и акваторию северной части Каспийского моря. Однако такой подход к выделению границ провинции разделяется далеко не всеми исследователями, т.к. в нем не учитывается влияние лито-фациальных характеристик осадочного чехла и его подземной гидросферы на распределение скоплений углеводородов [8, 11, 22, 23].

В соответствии с предлагаемыми нами принципами нефтегазогеологического районирования сводится к обособлению внутри увосферы разноранговых нефтегазолокализирующих объектов (НГЛО) и их последующему картографированию [4, 8]. При этом границы НГЛО проводятся согласно границам соответствующих по рангу сейсмостратиграфических тел, обладающих $3D + t$ параметрами (три пространственных и один возрастной параметры).

Поясним, что под термином “нефтегазолокализирующий объект” мы понимаем иерархически упорядоченные четырехмерные парагенетически связанные породно-слоевые ассоциации внутри увосферы, которые отличаются от окружающей их геологической среды повышенной плотностью свободных углеводородов (УВ) и особенностями их распределения. Иерархический ряд таксонов НГЛО следующий:

“пространственно ограниченная часть увосферы нефтегазоносной провинции → нефтега-

зоносный этаж → углеводородная система → нефтегазоносный комплекс → нефтегазоносный горизонт”. Соответствующий ему ряд объектов картографирования, расположенных в пределах гидродинамически закрытых (стагнационных) систем, представлен последовательностью:

“нефтегазоносная провинция → нефтегазоносная субпровинция → нефтегазоносная область → нефтегазоносный район → зона нефтегазонакопления → совмещенный “мини-очаг” генерации и аккумуляции УВ → месторождение УВ”.

В настоящее время под термином “нефтегазоносная провинция” понимается значительная по размерам и стратиграфическому объему осадочного выполнения обособленная территория, приуроченная к одной или группе смежных крупных тектонических структур (таких, как антеклиза, синеклиза, авлакоген и впадина), обладающих сходными чертами геологического строения и развития, общностью стратиграфического диапозона нефтегазоносности, близкими геохимическими, литолого-фациальными и гидрогеологическими условиями, а также большими возможностями генерации и аккумуляции углеводородов [14].

Как показывает анализ многочисленных работ отечественных и зарубежных исследователей, посвященных проблемам нефтегазогеологического районирования, в качестве наиболее крупных НГЛО рассматриваются геологические объекты двух генетически различных типов [6–8, 14, 15, 41]:

- Объекты первого типа — это комплексы заполнения как бассейнов (региональные и зональные седиментационные системы), так и мегабассейнов (межгорные впадины и впадины окраинно-континентальных, окраино-океанических и средиземных морей), расположенных в пределах Циркумгеократического подвижного пояса мезозойско-кайнозойского (альпийского) мегацикла тектогенеза.

- Объекты второго типа — это крупнейшие структуры осадочных чехлов древних и молодых платформ:

- ассоциации нефтегазоносных провинции [6];
- тектоно-седиментационные провинции [30];
- их аналоги, которые представляют собой фрагменты, сохранившиеся в слабоизмененном виде, осадочных чехлов платформ и комплексов заполнения осадочно-породных бассейнов завершающих тектонических циклов [28].

Приведенные генетические различия нефтегазоносных провинций (НГЛО) находят выражение при картографировании:

- объекты первого типа — нефтегазоносные бассейны;
- объекты второго типа — нефтегазоносные провинции.

Однако, такой подход не совсем точно отражает суть их различий и не соответствует современному определению понятия “нефтегазоносная провинция” [8, 22]. Мы полагаем более корректным, что:

- НГЛО первого ранга являются провинциями;
- различия в типах провинций определять по сложности строения их разреза.

Поскольку провинции подвижных поясов представляют собой осадочно-породные бассейны с простым строением, то их целесообразно относить к одноэтажному типу нефтегазоносных провинций, а провинции древних и молодых платформ со сложным строением осадочного чехла — к многоэтажным провинциям.

Для многоэтажных провинций необходимо обоснование критериев выделения их границ, главными из которых является пространственное положение доминантного нефтегазоносного этажа и экранирующей его покрывки и, что особенно важно, их современное положение.

В соответствии с распространением региональной покрывки Прикаспийская НГП помимо Прикаспийской впадины (одного из структурно-тектонических элементов осадочного чехла платформ, выделяемого по отложениям нижнедевонско–нижнепермского комплекса), частично включает территории прилегающих структур:

- юго-восток древней Восточно-Европейской платформы;
- северо-запад молодой Центрально-Евразийской платформы.

В состав древней платформы, в которую входит Прикаспийская НГП, включаются такие крупнейшие структуры юго-востока Русской плиты, как:

- восточный склон Воронежской антеклизы (Приволжская моноклираль);
- южное окончание Рязано-Саратовского прогиба;
- южный склон Волго-Уральской антеклизы (Бузулукский прогиб, Соль-Илецкий выступ).

В состав Прикаспийской НГП, являющейся частью молодой Центрально-Евразийской платформы, входят [8]:

- западный склон Уральского орогена (смежные территории);
- часть Туранской плиты (северный борт Северо-Устюртской впадины);
- северо-восточная часть Скифской плиты (зоны Каракульско-Смушковских и Северо-Бузачинских дислокаций).

Эти регионы, выделенные нами в качестве Северо-западной и Юго-восточной субпровинций Прикаспийской НГП, рассматриваются в составе смежных с ней Волго-Уральской (с северо-запада), Предкавказско-Мангышлакской (с юго-за-

пада) провинций, а также Северо-Устюртской области (с юго-востока) [8] (рис. 1).

Обоснование границ элементов районирования

Прикаспийская НГП относится к типу многоэтажных провинций с доминантным (нижнедевонско–нижнепермским) нефтегазоносным этажом, регионально выдержанным флюидоупором для которого является соленосная толща [15]. Данная толща определяет специфическую, дисгармоничную архитектуру надсолевого и соленосного комплексов отложений, обусловленную процессами галокинеза.

Прикаспийская НГП уникальна по строению фундамента (консолидированная кора), осадочного чехла (осадочно-вулканогенный слой) и подземной гидросферы всей земной коры [18]. Это обусловлено положением провинции в составе суперконтинента Родиния (Пангея-2) в позднем протерозое и раннем палеозое (на этапе формирования ее фундамента), а затем в составе Пангеи-3 Вегенера в позднем палеозое и мезозое–кайнозое в ходе эволюционного преобразования фундамента и формирования осадочного чехла [23].

Решающее значение в становлении современного облика фундамента имело то обстоятельство, что северо-западная часть территории Прикаспийской НГП в составе архей–раннепротерозойского континента Балтия в рифее являлась частью пассивной окраины Пангеи-2, а к началу венда находилась в зоне коллизии самостоятельных литосферных плит континентального типа Балтика и Скифия [28].

Современная структура осадочного чехла провинции и присутствие в его разрезе уникальной пермской эвапоритовой формации определились в соответствии с особым положением Прикаспийской НГП в пределах узла сочленения таких тектонических структур земной коры, как Восточно-Европейская древняя платформа, Урало-Монгольский (палеозойский) и Средиземноморский (мезозойско–кайнозойский) складчатые пояса.

Особенности строения разреза земной коры Прикаспийской НГП

Основные черты строения разреза земной коры Прикаспийской НГП отражены на схеме его сейсмогеологического районирования и сеймо-стратиграфического расчленения разреза земной коры северной части Каспийского региона (рис. 2).

В пределах Прикаспийской НГП возрастной диапазон парагенезисов магматических и метаморфических комплексов, слагающих консолидированный слой ее земной коры, не выдержан и

изменяется, последовательно омолаживаясь с запада на восток и с севера – на юг (рис. 3).

В северо-западной части Прикаспийской НГП структуры имеют архей–раннепротерозойский возраст, в юго-восточной части – рифейский возраст, в восточной части – палеозойский возраст. Соответственно изменяется возрастной диапазон парагенезисов породно-слоевых ассоциаций, слагающих осадочный чехол Прикаспийской НГП, а также его структурная организация.

Строение осадочного чехла Прикаспийской НГП

Геодинамические сейсмокомплексы. Осадочный чехол Прикаспийской НГП имеет трехчленное строение и состоит из складчатого, доплитного и плитного геодинамических сейсмокомплексов. Исключение представляет часть территории провинции, принадлежащая к древней Восточно-Европейской платформе, где в разрезе осадочного чехла выделяется только плитный и доплитный геодинамические сейсмокомплексы. Образования более ранних этапов развития земной коры, возникшие в результате последующих процессов вертикальной аккреции, входят в состав консолидированной коры.

Выявленные типы геодинамических сейсмокомплексов имеют следующие отличия:

- формации, характерные типу сейсмокомплекса;
- интенсивность и стиль дислокаций;
- степень эпигенетического преобразования (стадии катагенеза) слагающих пород.

Однотипные геодинамические сейсмокомплексы различаются по возрасту слагающих их тектонических комплексов.

Выделенный складчатый геодинамический сейсмокомплекс в разрезе осадочного чехла Прикаспийской НГП охватывает возрастной интервал в полосе вдоль ее границы:

- Русская плита древней платформы – поздний протерозой (рифей);
- Туранская плита молодой платформы – от ордовика (?) до конца ранней перми (артинский ярус);
- Скифская плита – от раннего девона (пражский ярус) до конца перми.

Соответственно изменяется и возраст нижней границы доплитного геодинамического сейсмокомплекса Прикаспийской НГП, она расположена:

- в северной и центральной частях – на уровне пражского яруса раннего девона;
- в юго-восточной части (вдоль границы с Туранской плитой) – на уровне подошвы кунгурского яруса перми;
- в юго-западной части (вдоль с границы со Скифской плитой) – на уровне подошвы триаса.

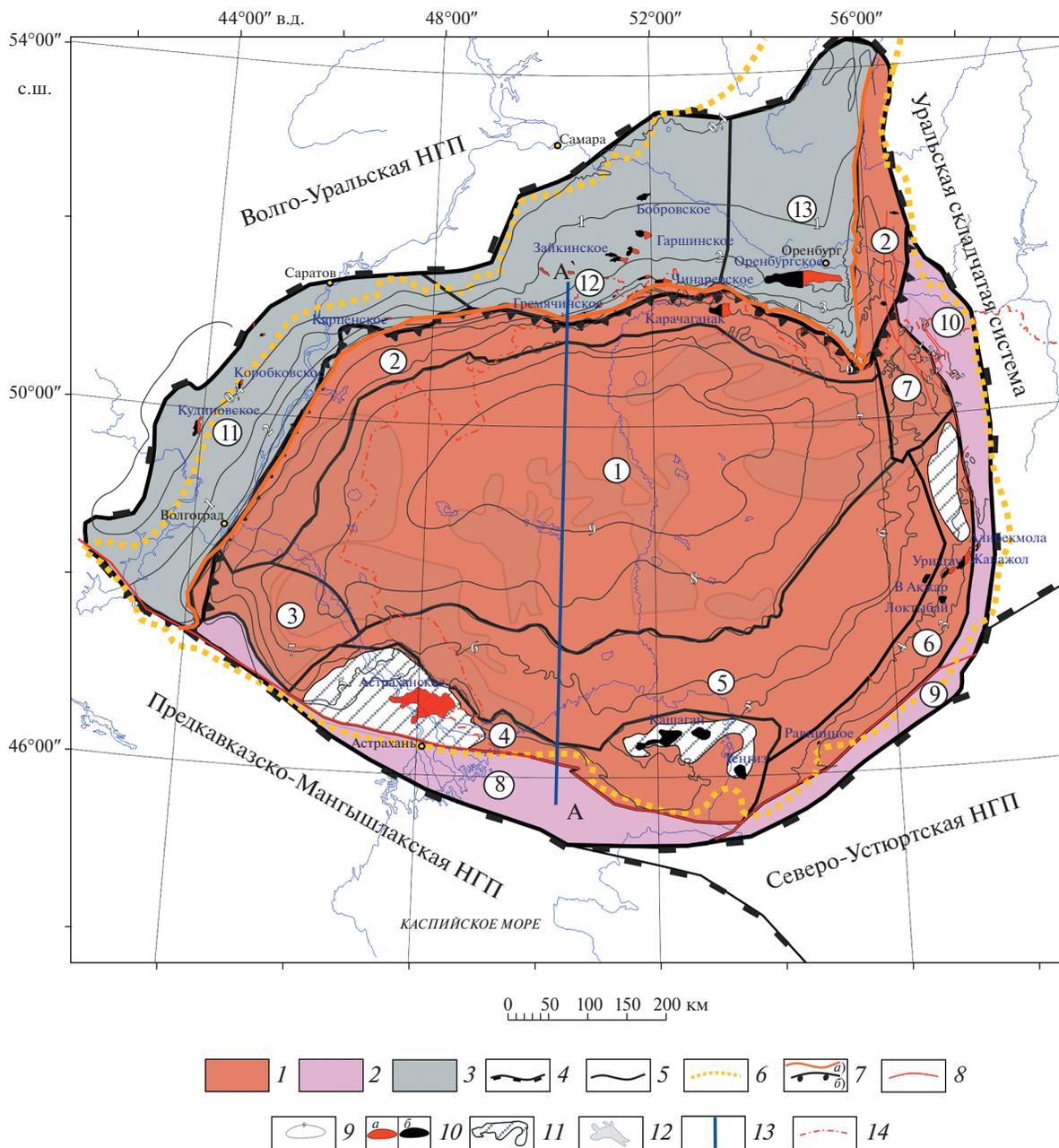
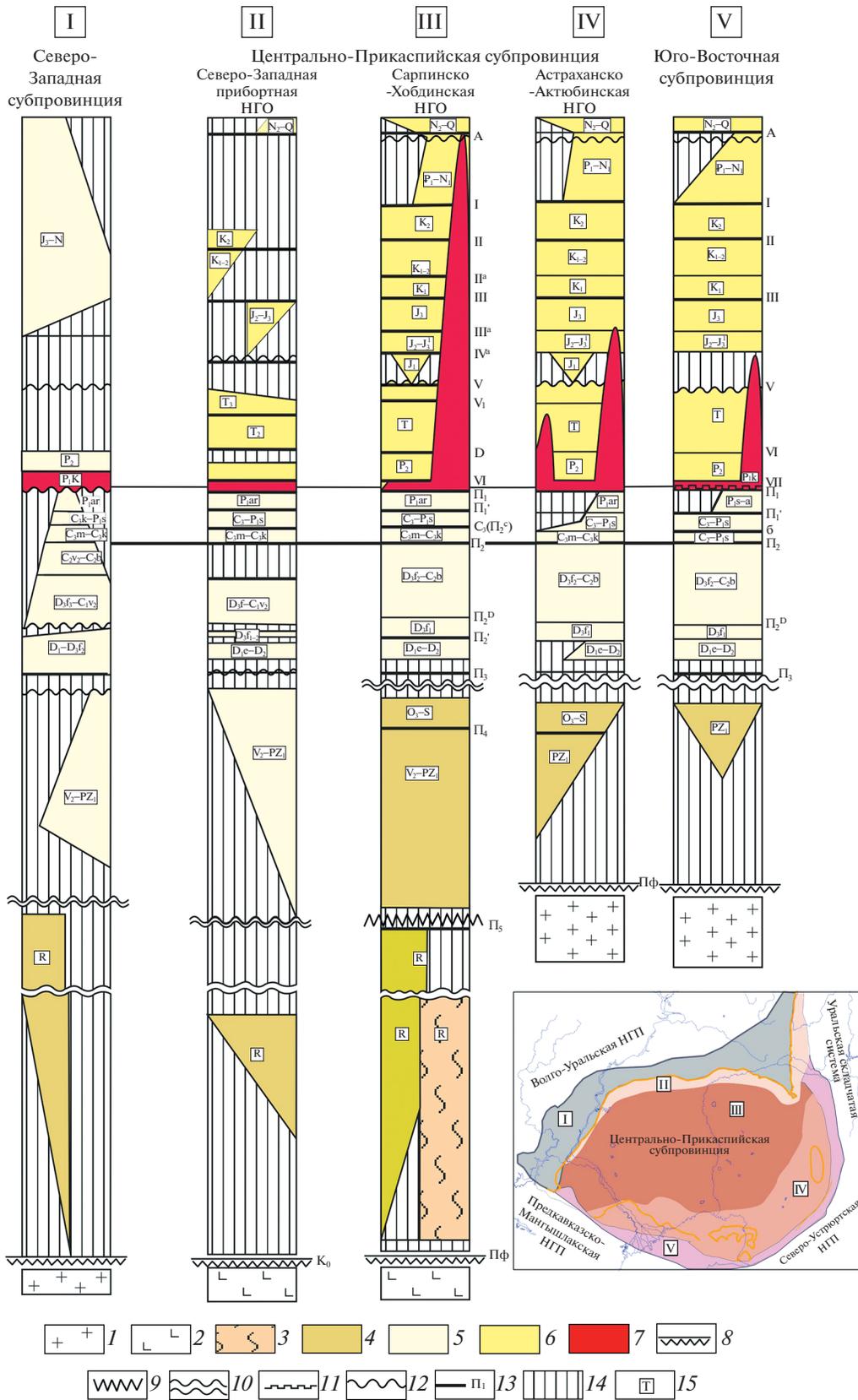


Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования (по данным [8], с изменениями и добавлениями). Обозначены (цифры в кружках) нефтегазоносные области: 1 – Центрально-Прикаспийская; 2 – Северо-Западная прибортовая; 3 – Сарпинская; 4 – Астраханско-Тенгизская; 5 – Междуреченско-Акжарская; 6 – Южно-Эмбинско-Темирская; 7 – Алексеевская; 8 – Юго-Западная-Северокаспийская; 9 – Южно-Эмбинская; 10 – Примугоджарско-Бельская; 11 – Карасальская; 12 – Южно-Бузулукская; 13 – Оренбургская.
 1–3 – субпровинции: 1 – Центральная, 2 – Юго-Восточная, 3 – Северо-Западная; 4–6 – границы: 4 – НГП, 5 – нефтегазоносных областей, 6 – кунгурской соли; 7 – карбонатные уступы: а – Р₁, б – D₃–С₂б; 8 – разрывные нарушения; 9 – изогипсы по подошве кунгура; 10 – месторождения: а – газовые, б – нефтяные и нефтегазовые; 11 – карбонатные внутрибассейновые платформы; 12 – подводные конусы выноса; 13 – положение сейсмогеологического профиля А–А' Прикаспийской НГП (см. рис. 3); 14 – государственная граница

Рис. 2. Строение осадочного чехла Прикаспийской НГП.
 1–2 – реологические слои консолидированной коры: 1 – верхний неслоистый (прозрачный), 2 – нижний слоистый (утоненная кора); 3–5 – геодинамические сейсмокомплексы осадочного чехла: 3 – складчатый, 4 – доплитный, 5 – плитный; 6–7 – дислокационные сейсмокомплексы солянокупольных областей: 6 – надсолевой, 7 – солевой; 8–13 – границы возрастных сеймостратиграфических подразделений (сеймострат) земной коры: 8 – кровли консолидированной коры, 9 – кровли складчатого геодинамического сейсмокомплекса, 10 – кровли доплитного геодинамического сейсмокомплекса, 11 – подошвы солевого дислокационного сейсмокомплекса, 12 – сейсмогеологических этажей, 13 – квазисинхронных сейсмокомплексов (опорные сейсмические горизонты и их индексы); 14 – перерывы осадконакопления; 15 – возраст квазисинхронных сейсмокомплексов

Прикаспийская НГП



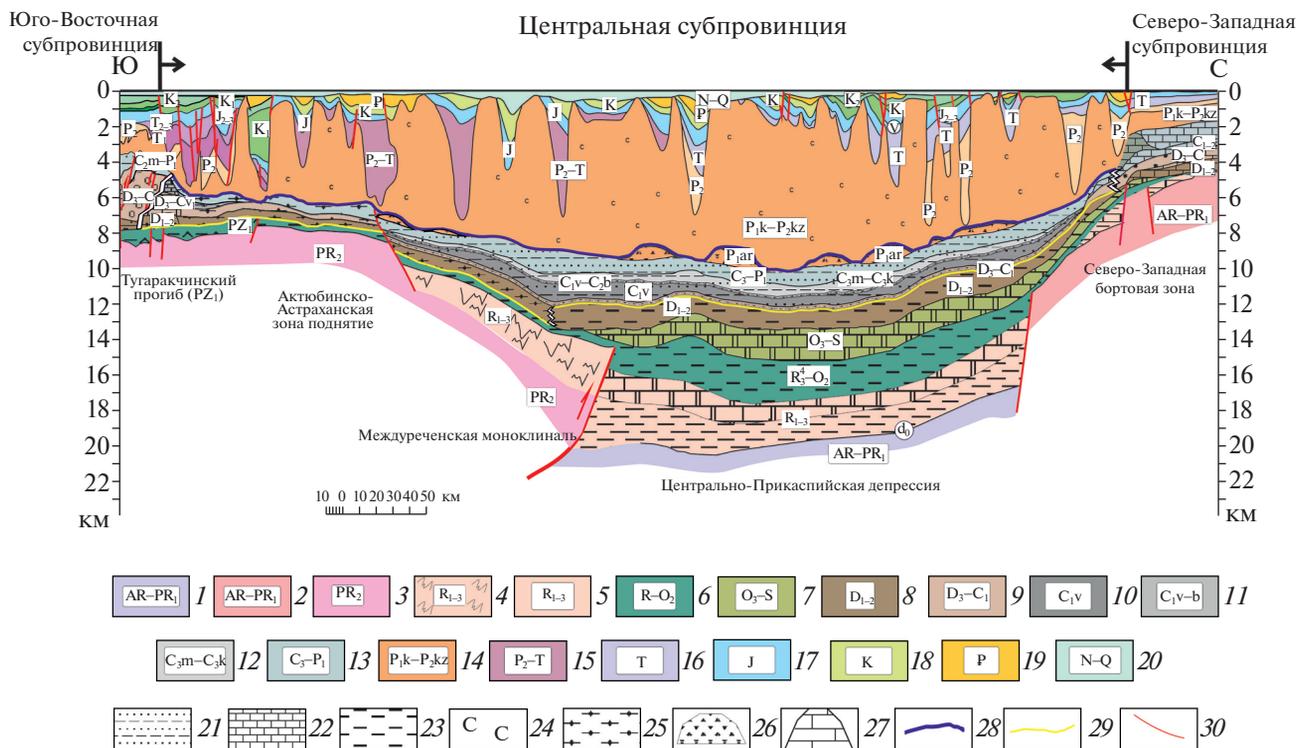


Рис. 3. Сейсмогеологический разрез Прикаспийской НГП и типы флюидосистем. 1–3 – консолидированная кора: 1 – архейско-протерозойская утоненная, 2 – архейско-протерозойская, 3 – верхнепротерозойская (кадомская); 4 – складчатый комплекс осадочного чехла (рифейский); 5–7 – доплитные комплексы осадочного чехла: 5 – рифейский, 6 – рифейско-средне-ордовикский, 7 – верхне-ордовикско-силурийский; 8–20 – плитные комплексы осадочного чехла: 8 – нижне-среднедевонский, 9 – верхнедевонско-нижнекамменноугольный, 10 – визейский, 11 – визейско-башкирский, 12 – московско-касимовский, 13 – гжельско-артинский, 14 – кунгурско-казанский, 15 – верхнепермско-триасовый, 16 – триасовый, 17 – юрский, 18 – меловой, 19 – палеогеновый, 20 – неоген-четвертичный; 21–25 – сейсмофации: 21 – терригенно-карбонатные, 22 – карбонатные, 23 – терригенные, 24 – соленосные, 25 – глубоководные кремнисто-глинистые; 26–27 – потенциальные коллекторы нефтегазолализующих объектов (НГЛО) в автоклавной УВС: 26 – терригенного состава (подводные конусы выноса), 27 – карбонатного состава (внутрибассейновые карбонатные платформы); 28–29 – флюидоупоры в подсолевом комплексе: 28 – региональные, 29 – зональные; 30 – разломы

Возраст плитного геодинамического сейсмокомплекса Прикаспийской НГП охватывает интервал от раннего девона до кайнозоя включительно с некоторым увеличением стратиграфического диапазона в юго-восточной части Прикаспийской НГП за счет отложений нижнего палеозоя, в северо-западной части (на склонах структур, расположенных на юго-востоке Русской плиты) – за счет отложений рифея.

Дислокационные сейсмокомплексы. Мощная соленосная толща ранне-среднепермского возраста, подвергнутая воздействию процессов галокинеза, разделяет осадочный чехол Прикаспийской НГП на две дисгармонично дислоцированные части, которые принято относить к специфическим возрастным сеймостратиграфическим подразделениям (сеймостратонам) трансрегионального ранга – дислокационным сейсмокомплексам.

Верхняя (нижнедевонско-нижнепермская) часть разреза подсолевого сейсмокомплекса формировалась в благоприятных для образования и сохра-

нения нефти и газа тектонических и лито-фациальных условиях в обстановке дальнего погруженного шельфа или глубоководных котловин.

Нижнедевонско-нижнепермский разрез представлен мощным (общей мощностью ~5–7 км) циклически построенным комплексом терригенных (преимущественно глинистых) глубоководных отложений с высокой долей захороненного органического материала с встроенными в него массивами внутрибассейновых карбонатных платформ [4, 5].

Нефтегазогеологическое районирование Прикаспийской НГП

На основе проведенного уточнения строения всего разреза осадочного чехла Прикаспийской НГП, а также его сеймостратиграфических подразделений (ранг геодинамических и дислокационных сейсмокомплексов) было выполнено неф-

тегазогеологическое районирование ее территории (см. рис. 1).

При проведении границ субпровинций в качестве первостепенных учтены такие факторы, как генезис структур соленосного дислокационного сейсмокомплекса и особенности строения увосферы провинции, а также принимались во внимание лито-фациальные неоднородности сейсмогеологических этажей и квазисинхронных сейсмокомплексов подсолевого геодинамического сейсмокомплекса и надсолевого дислокационного сейсмокомплекса.

При выделении границ нефтегазоносных областей внутри субпровинций основное значение имели следующие факторы [8]:

– лито-фациальные неоднородности различных квази-синхронных сейсмокомплексов подсолевого геодинамического сейсмокомплекса в Северо-Западной и Юго-Восточной субпровинциях;

– генезис соляных структур и стадия галокинеза в Центральной субпровинции.

Строение подземной гидросферы Прикаспийской НГП. Геофлюидодинамика верхнего (надсолевого) этажа Прикаспийской НГП контролируется тем, что в надсолевой части разреза Прикаспийской впадины развит классический водонапорный режим затрудненного и весьма затрудненного водообменов [31]. Региональный поток подземных вод водоносных комплексов (верхний альб–верхняя пермь–триас) имеет единое направление – с север–северо-востока на юг–юго-запад с основной разгрузкой в акватории Каспийского и Аральского морей. Скорости и градиенты регионального потока достаточно значимые – градиенты пластовых давлений составляют 0.1 мПа/км, скорости потока оцениваются в широком диапазоне значений – от сантиметров до первых метров в год [31].

Геофлюидодинамика нижнего (подсолевого) этажа изучена неполно [2, 26]. Однако, даже многочисленные имеющиеся данные, позволяют оценить ее решающую роль в функционировании автоклавной углеводородной системы (механизмов формирования в ней месторождений углеводородов).

АВТОКЛАВНАЯ УГЛЕВОДОРОДНАЯ СИСТЕМА ПОДСОЛЕВОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО ЭТАЖА

Поле поровых давлений и стагнационный гидродинамический режим

В ходе создания сейсмостратиграфической 4D модели Каспийского региона нами для Центральной субпровинции Прикаспийской НГП составлен комплект карт масштаба 1 : 2500000 по шести горизонтам, которые характеризуют современную региональную структуру надсолевых комплексов

со снятым влиянием соляной тектоники [4]. За тем между парами построенных сопряженных структурных поверхностей методом схождения были определены мощности ограниченных ими отложений перми, триаса, юры, мела, палеоген–миоцена и плиоцена–квартера. Поскольку эти отложения на территории Прикаспийской НГП представлены континентальными и мелководно-морскими осадками, накопление которых происходило в условиях тектонического прогибания, их мощность использовалась для определения величины аккомодационного пространства, сформированного исключительно за счет погружения фундамента и колебания уровня моря в момент их накопления.

Полученные данные позволили детализировать представления о термобарических параметрах углеводородной системы подсолевого нефтегазоносного этажа Прикаспийской НГП, а также интерпретировать влияние геологических событий, происходивших в течении последних 280 млн лет (время накопления соленосной толщи и надсолевых отложений), на изменения этих параметров (рис. 4).

Анализ составленных карт поровых давлений, которые были рассчитаны на уровне глубин залегания регионально прослеживаемых отражающих горизонтов P_1 , P_2 и P_3 в подсолевом нефтегазоносном этаже Прикаспийской НГП, дал возможность выявить и закартировать гидродинамически замкнутые зоны пониженных и повышенных давлений, при этом допускалось, что эти построения соответствуют картине распределения гидродинамических потенциалов, поскольку в из-за картирования мелкого масштаба 1 : 2500000, плотность флюида условно принималась равной плотности пластовых вод.

Поровые давления на уровне глубины горизонта P_1 характеризуются минимальными значениями, на уровне горизонта P_2 они достигают максимума и на уровне горизонта P_3 вновь снижаются (см. рис. 4). Показана четкая картина распределения поровых давлений на профиле в разрезе всего осадочного чехла Центральной субпровинции Прикаспийской НГП (рис. 5, а). Формирование замкнутого очага повышенного порового давления происходит на глубинах 8–11 км (см. рис. 5).

Флюидодинамическую обстановку Центральной субпровинции в разрезе детализирует эпюра порового давления, построенная для одной из точек депрессии (см. рис. 5, б). Из анализа особенностей распределения порового давления по всему разрезу и основным горизонтам следует, что флюидодинамическую картину подсолевого сейсмокомплекса субпровинции характеризует стагнационный режим водообмена, предполагающий практически нулевую скорость перемещения флюидных масс во всех направлениях и повы-

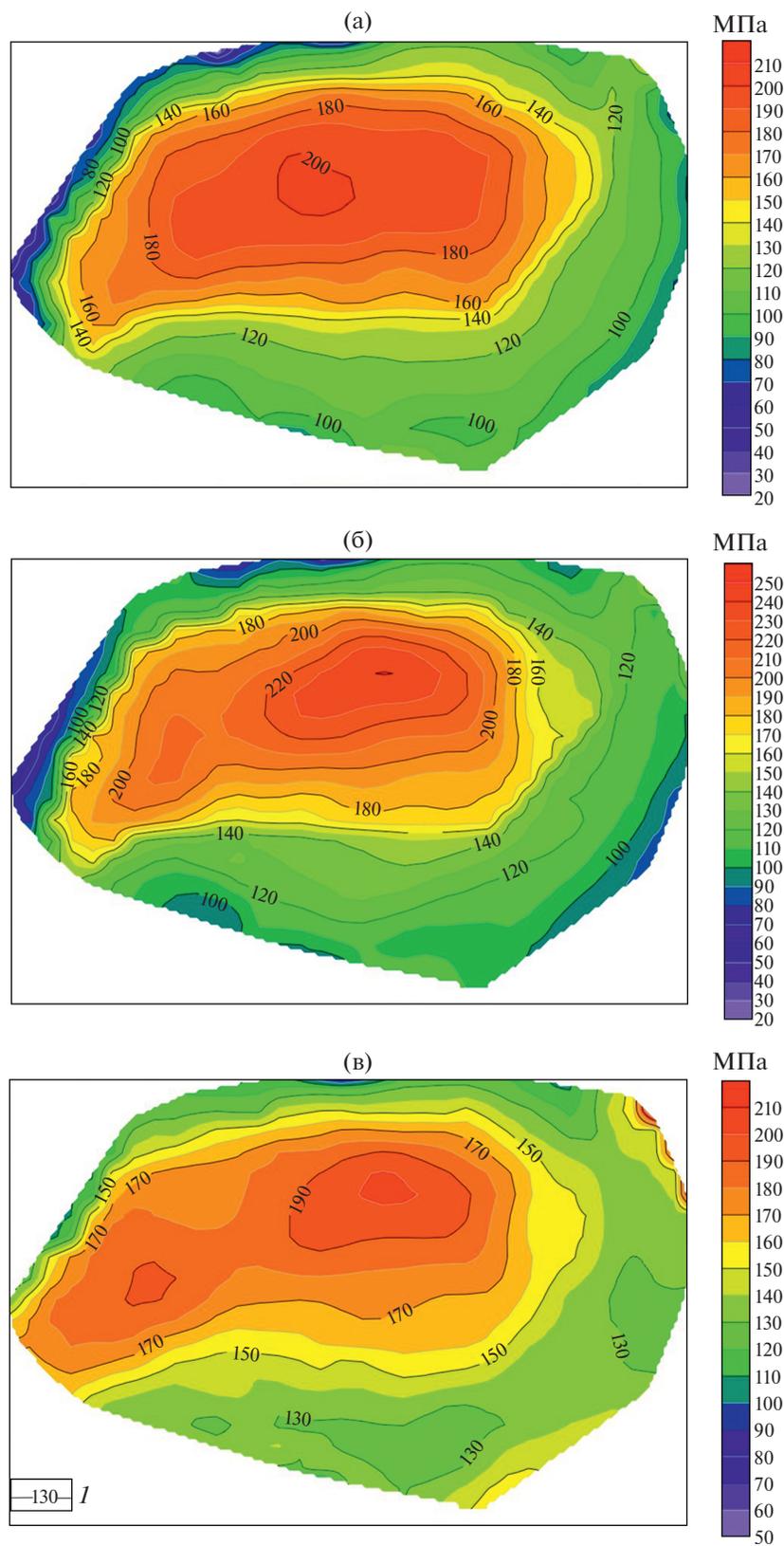


Рис. 4. Карты современных рассчитанных поровых давлений (в МПа) Прикаспийской НПП. Реконструкция по результатам моделирования опорных отражающих горизонтов (П) на поверхность: (а) – П₃ – преддевонская (D₁); (б) – П₂ – предмосковская (C_{2m}); (в) – П₁ – предкунгурская (P_{1k}). I – изобары

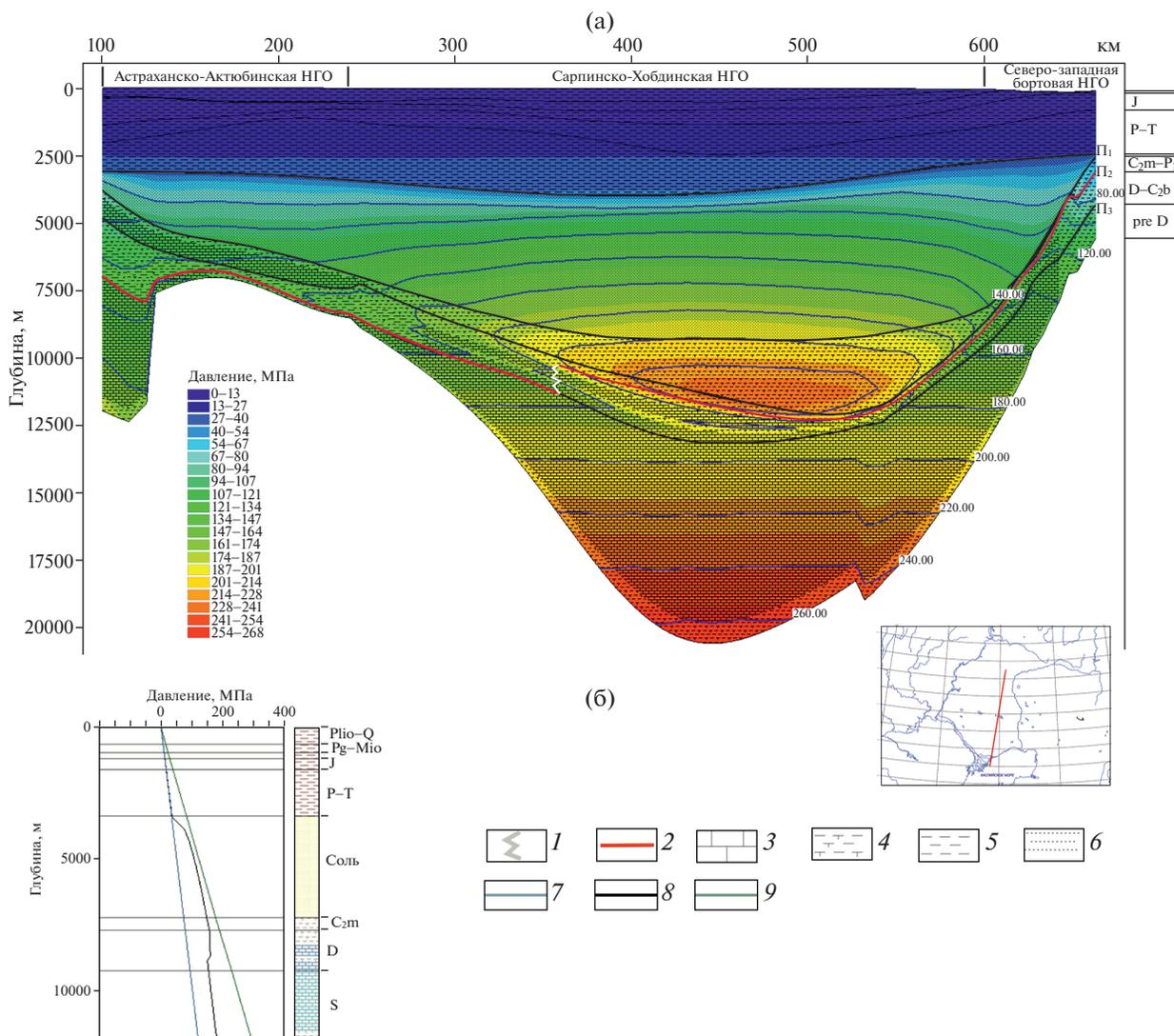


Рис. 5. Распределение поровых давлений в разрезе Центральной субпровинции Прикаспийской НГП. (а) – разрез по профилю А–А’ – положение профиля показано на карте (справа); (б) – эпюра в точке, расположенной в центре субпровинции. Сейсмогеологические этажи: J – юрский; P–T – пермско–триасовый; C_{2m}–P₁ – московско–нижнепермский; D–C_{2b} – девонско–башкирский; pre D – додевонский. 1 – боковая полупроницаемая граница автоклавной УВС; 2 – граница автоклавной УВС; 3 – карбонаты; 4 – аргиллиты; 5 – песчано-глинистые породы; 6 – эвапориты; 7 – давление: а – гидростатическое, б – поровое, в – литостатическое

шенную геохимическую роль поровых вод глубоководных отложений [1, 36, 41, 43].

Изолированность системы достигается за счет наличия надежных выше- и нижележащих флюидоупоров (прежде всего, эвапоритовой природы), боковое закрытие происходит по линиям литофациальных замещений, тектоническим нарушениям.

Нами было обосновано, что стагнационный гидродинамический режим в резервуарах (внутрибассейновые карбонатные платформы, подводные конуса выноса), включенных в глинистые толщи глубоководных отложений, обусловлен снижением градиента пластовых давлений, под-

держивается бездренажностью окружающей геологической среды [2, 3].

Строение автоклавной очаговой УВС

В поле влияния стагнационного гидродинамического режима возникает и развивается гидродинамически (квази)закрытая система. Это значит, что потенциал системы во всем объеме выравнивается, как следствие (на основании правила М. Хабберта [34]) к зонам пониженных давлений тяготеют флюиды пониженной плотности (по отношению к плотности воды). С точки зрения поиска месторождений углеводородов именно зоны

пониженных поровых давлений рассматриваются как гидродинамические ловушки [2, 26, 43].

Такой механизм формирует гидродинамически (квази) закрытые и термодинамически открытые углеводородные системы, названные нами автоклавными. В силу многообразия геологических условий, автоклавные углеводородные системы (УВС) могут быть очаговыми и блочными – в данной статье мы рассматриваем автоклавную очаговую УВС.

В условиях подсолевого комплекса Центральной субпровинции Прикаспийской НГП зона пониженных поровых давлений приурочена к нижнедевонско–нижнепермскому сейсмогеологическому этажу, сформированному в обстановке дальнего погруженного шельфа или глубоководных котловин. Разрез представлен комплексом терригенных глубоководных отложений (общей мощностью порядка 5–7 км), обогащенных органическим веществом (рис. 6).

Для автоклавной очаговой УВС Центральной субпровинции верхней границей УВС является поверхность предкунгурского несогласия, маркирующая основание галогенной толщи филипповско–иренского возраста (трансрегионального флюидоупора в разрезе осадочного чехла провинции), нижней границей УВС служит полихронная поверхность в основании мощной толщи глубоководных отложений, возраст которых меняется в широком диапазоне: от раннего девона до среднего карбона.

Структура автоклавной очаговой УВС изменчива в пространстве – ее стратиграфический диапазон охватывает временной интервал от раннего девона до ранней перми и последовательно увеличивается, переходя с северо-западного на юго-восточное направление, в связи с этим в пределах Центральной субпровинции выделены три области:

- Северо-Западная (прибортовая);
- Сарпинско-Хобдинская;
- Астраханско-Актюбинская.

Положение выделенных областей уверенно картируется распределением поровых давлений, рассчитанных на глубину залегания регионально прослеживаемых подсолевых горизонтов P_1 , P_2 , P_3 (рис. 7).

В разрезе автоклавной очаговой углеводородной системы в пределах каждой из перечисленных областей выделяются зональные флюидоупоры, которые делят разрез на отдельные нефтегазоносные комплексы (каждый комплекс обладает собственными значениями пластовых давлений). Количество комплексов в разрезе областей зависит от стратиграфического объема ее автоклавной УВС. Различаются следующие комплексы:

- нижне-среднедевонский, верхнедевонско–башкирский и среднекаменноугольно–нижнепермский в Астраханско-Актюбинской области;

- московский и верхнекаменноугольно–нижнепермский, верхнеартинско–нижнекунгурский в Сарпинско-Хобдинской области;

- среднекаменноугольный и верхнеартинско–нижнекунгурский в Северо-Западной (прибортовой).

В пределах Северо-Западной (прибортовой) и Астраханско-Актюбинской областей на современной стадии изученности выделяются замкнутые минимумы давлений, отождествляемые с зонами нефтегазоаккумуляции, внутри которых (с учетом лито-фациальных особенностей разреза) прогнозируются разновозрастные генерационно-аккумуляционные мини-очаги карбонатного (внутрибассейновые карбонатные постройки) и терригенного (подводные конусы выноса) составов. В Сарпинско-Хобдинской области из-за слабой изученности выявить замкнутые отрицательные аномалии поровых давлений не удалось. Здесь показаны только предполагаемые контуры верхнеартинско–нижнекунгурских подводных конусов выноса.

Сравнение схем нефтегазогеологического районирования осадочного чехла Прикаспийской НГП и строения автоклавной очаговой углеводородной системы Центральной субпровинции Прикаспийской НГП показывает полное совпадение границ субпровинций и расхождение границ областей (см. рис. 1, см. рис. 7).

Наиболее схожи границы Северо-Западной прибортовой области. В границах Астраханско-Актюбинской области автоклавной углеводородной системы размещаются три нефтегазоносные области – Астраханско-Джамбайская, Гурьевская (Кашаган-Тенгизская), и Темирская. В пределах Сарпинско-Хобдинской области автоклавной углеводородной системы также находятся три нефтегазоносные области – Сарпинская, Центральная, Алексеевская.

Причины расхождения границ обусловлены особенностями строения автоклавной очаговой УВС и, соответственно, отличиями признакового пространства при определении границ одноранговых таксонов в разных схемах.

На схеме строения автоклавной очаговой углеводородной системы Центральной субпровинции границы нефтегазоносных областей выделены как таксоны нефтегазолокализирующих областей (НГЛО), а на схеме нефтегазогеологического районирования Прикаспийской НГП – как объекты районирования провинций.

Направления изучения автоклавной очаговой углеводородной системы Прикаспийской НГП

На основе анализа геофлюидодинамической обстановки возможно уточнение границ нефтегазолокализирующих областей (НГЛО) крупных рангов. Более детальная картина геофлюидодинамиче-

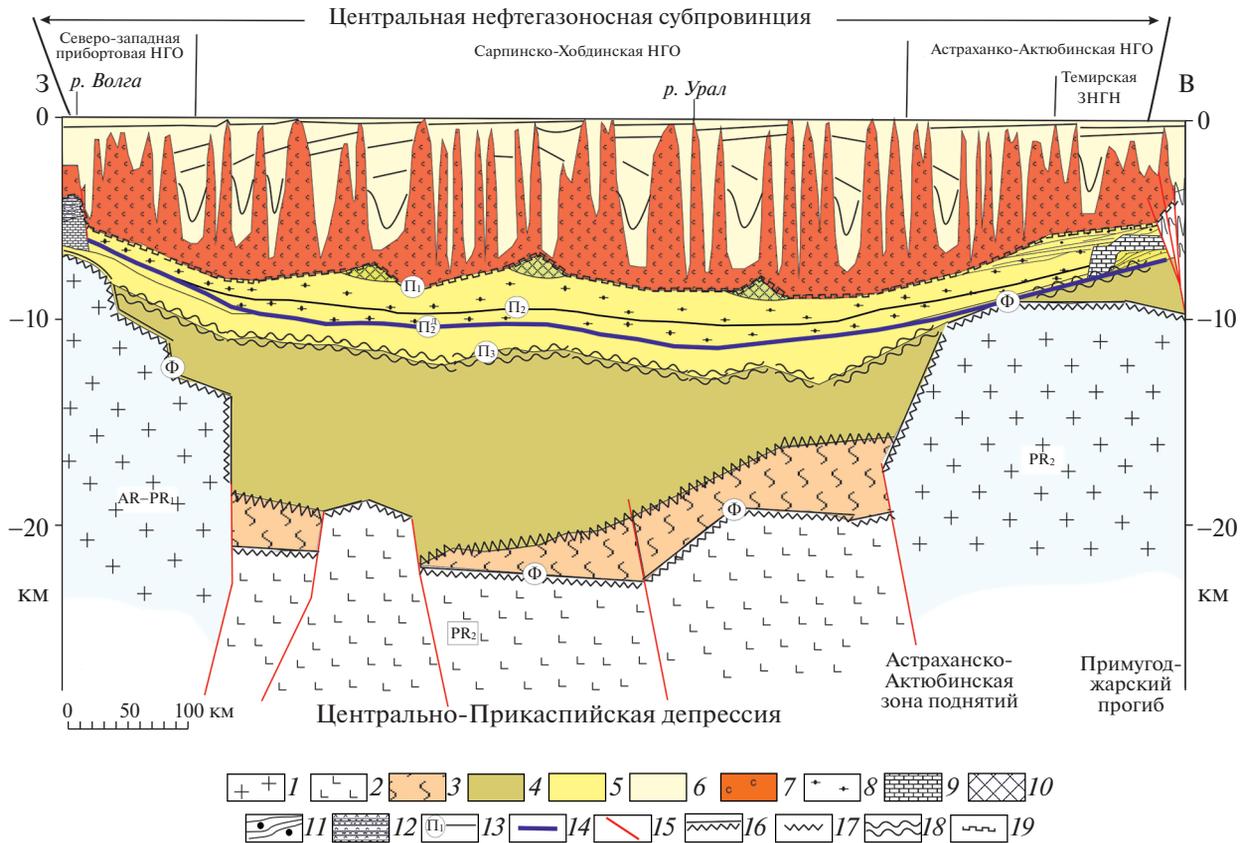


Рис. 6. Схематичный сейсмостратиграфический разрез по региональному профилю Челкар–Волгоград.

Положение профиля Челкар–Волгоград показано на рис. 7.

Обозначено: НГО – нефтегазоносная область; ЗНГН – зона нефтегазоносного накопления.

1–2 – реологические сейсмокомплексы консолидированной коры: 1 – верхний неслоистый (прозрачный), 2 – нижний слоистый (утоненная кора); 3–5 – геодинамические (структурно-тектонические) сейсмокомплексы осадочного чехла: 3 – складчатый, 4 – доплитный, 5 – плитный; 6–7 – структурно-дислокационные сейсмокомплексы солянокупольной провинции: 6 – надсолевой, 7 – солевой; 8 – глубоководные депрессионные отложения; 9 – карбонатные и рифовые породы; 10 – терригенные толщи подводных конусов выноса; 11 – мелководные отложения прибрежных равнин; 12 – сульфатно-карбонатные отложения шельфов; 13 – опорные сейсмические горизонты и их индексы; 14 – граница автоклавной углеводородной системы; 15 – разрывные нарушения; 16–19 – границы возрастных сейсмостратиграфических подразделений (сейсмострат) земной коры: 16 – кровли консолидированной коры, 17 – кровли складчатого геодинамического сейсмокомплекса, 18 – кровли доплитного геодинамического сейсмокомплекса, 19 – подошвы солевого дислокационного сейсмокомплекса

ской неоднородности, контролирующей положение зон нефтегазоаккумуляции, генерационно-аккумуляционных мини-очагов может быть установлена при учете воздействия литостатических нагрузок на подсолевые отложения, которые зависят от влияния процессов образования солей (галогенеза) и галокинеза на ход эволюции автоклавной очаговой углеводородной системы. В этом случае прямо применима оригинальная методика раздельного учета формирования аккомодационного пространства в период накопления соленосной и надсолевых толщ за счет тектонического погружения фундамента и перемещения кровли соли в процессе галокинеза [17].

Не менее важно выявление времени резких спадов пластовых давлений (рис. 8), в результате чего в автоклавных очаговых системах происхо-

дит достижение системой термобарических условий фазообособления углеводородов.

Такая ситуация возможна в связи с эрозией, особенно на последних этапах геологической истории (предъюрская, предмеловая и пред-неогеновая эрозия). Учет этих процессов позволит определить пространственно-временное положение зон нефтегазоаккумуляции и их более мелких элементов (мини-очагов и месторождений углеводородов).

Величины давлений показаны для разрезов трех виртуальных скважин (по одной в каждой из выделенных нефтегазоносных областей). Изменения порового давления во времени показаны в пределах Северо-Западной бортовой (см. рис. 8, а, синий цвет), Сарпинско-Хобдинской (см. рис. 8, б, серый цвет) и Астраханско-Актюбинской НГО (см. рис. 8, в, красный цвет) Центральной суб-

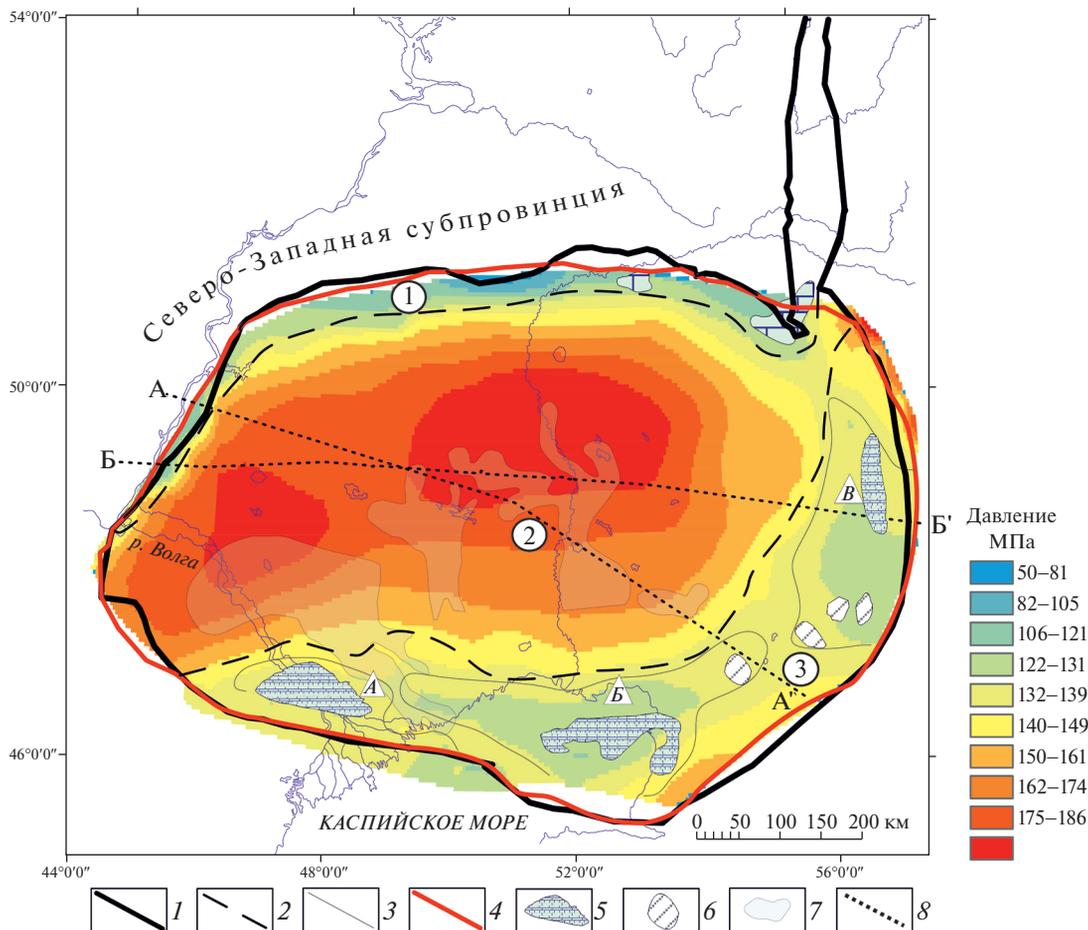


Рис. 7. Схема строения очаговой автоклавной углеводородной системы (УВС) Центральной субпровинции Прикаспийской нефтегазоносной провинции (НГП).

Нефтегазоносные области (цифры в кружках): 1 – Северо-Западная прибортовая; 2 – Сарпинско-Хобдинская; 3 – Астраханско-Актюбинская;

Зоны нефтегазонакопления (буквы в треугольниках): А – Астраханско-Джамбайская; Б – Гурьевская (Кашаган-Тенгизская); В – Темирская.

Цветовая гамма соответствует величинам поровых давлений, рассчитанных на глубину залегания отражающего горизонта P_3 .

1–4 – границы: 1 – Центральной субпровинция, 2 – нефтегазоносных областей, 3 – зон нефтегазонакопления, 4 – расчетной модели; 5–7 – генерационно-аккумуляционные мини-очаги: 5 – нижнедевонско-турнейские внутрибассейновые карбонатные платформы, 6 – нижне-среднедевонские внутрибассейновые карбонатные платформы, 7 – верхнеартинско-нижнекурганские подводные конусы выноса; 8 – линии разрезов (см. рис. 5, см. рис. 6)

провинции, рассчитанных на поверхности трех отражающих горизонтов:

P_3 – подошва девона;

P_2 – в средне-башкирском ярусе;

P_1 – в артинском ярусе.

Большое значение мы придаем необходимости учета геомеханических свойств геологической среды как фактора трансформации поля давлений в зависимости от эволюции напряженного состояния осадочной толщи. Приведен профиль, пересекающий Астраханский свод, характеризующий картину распределения поровых давлений и коэффициентов аномальности подсолевой части разреза (рис. 9). Вычислительный эксперимент выполнен с помощью программного кода FLAC3D [48].

Установлено, что распределение давлений имеет сложную связь с соляной тектоникой и механическими свойствами осадочной толщи. Предполагается, что повышение напряженности происходит в ряду

“молодые мульды” → купола → “древние мульды”.

Рис. 8. Графики величины поровых давлений внутри автоклавной углеводородной системы (УВС) очагового типа.

Изменение поровых давлений во времени в точке на поверхность:

(а) – P_3 ; (б) – P_2 ; (в) – P_1 .

1–3 – нефтегазоносные области (НГО): 1 – Северо-Западная бортовая (скв. Южно-Дьяковская), 2 – Астраханско-Актюбинская (скв. Астраханская-5), 3 – Сарпинско-Хобдинская; 4 – эрозионные события

Коэффициент аномальности поровых давлений находится в пределах от 1.6 до 1.9. Картина распределения поровых давлений во многом контролируется литостатическими нагрузками, определяя как региональную закономерность – концентрацию углеводородов под крупными купольными структурами, так и локальную – в межкупольных мульдах локального масштаба. При моделировании вдоль указанных разрезов использовались физические параметры величин осадочных пород, слагающих подсолевые комплексы Астраханского карбонатного массива (см. рис. 9, в). Мы считаем необходимым дальнейшую проверку нашего предположения построением более детальных геолого-геофизических моделей по Астраханскому своду.

ВЫВОДЫ

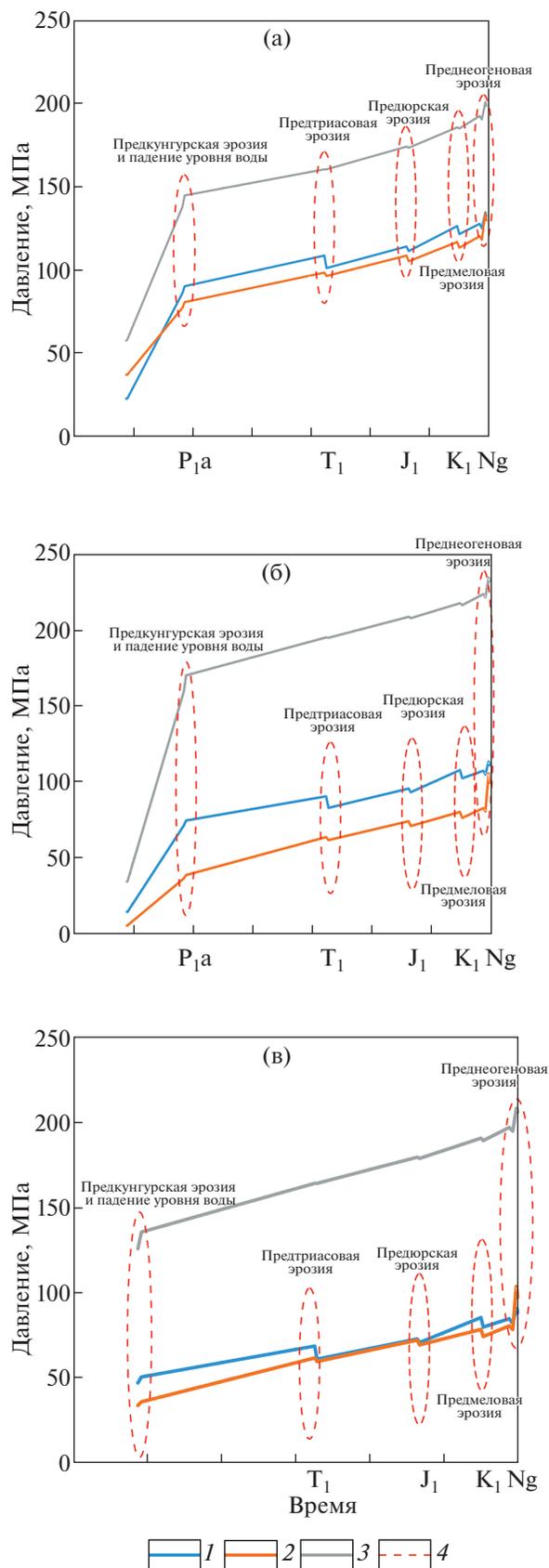
1. В иерархическом ряду нефтегазолокализирующих объектов “увосфера → нефтегазоносный этаж → углеводородная система → нефтегазоносный комплекс → нефтегазоносный горизонт” на уровне нефтегазоносного этажа формируются самостоятельные геофлюидодинамические режимы, определяющие особенности углеводородных систем.

2. В подсолевом этаже Астраханского свода выявлены признаки стагнации водонапорной системы:

- снижение с глубиной градиентов пластовых давлений и температур;
- отсутствие возможностей дальнейшей вертикальной и латеральной миграции;
- переход функции ведущего фактора нефтегазонакопления от структурного экранирования к гидродинамической локализации.

3. Под контролем стагнационного водонапорного режима формируются автоклавные углеводородные системы очагового или блочного типа. Главными отличительными чертами очаговых автоклавных УВС являются:

- постоянство гидродинамического потенциала в объеме системы;
- снижение зависимости процессов нефтегазонакопления от структурных и литологических особенностей разреза и повышение роли литостатического давления как фактора, управляющего



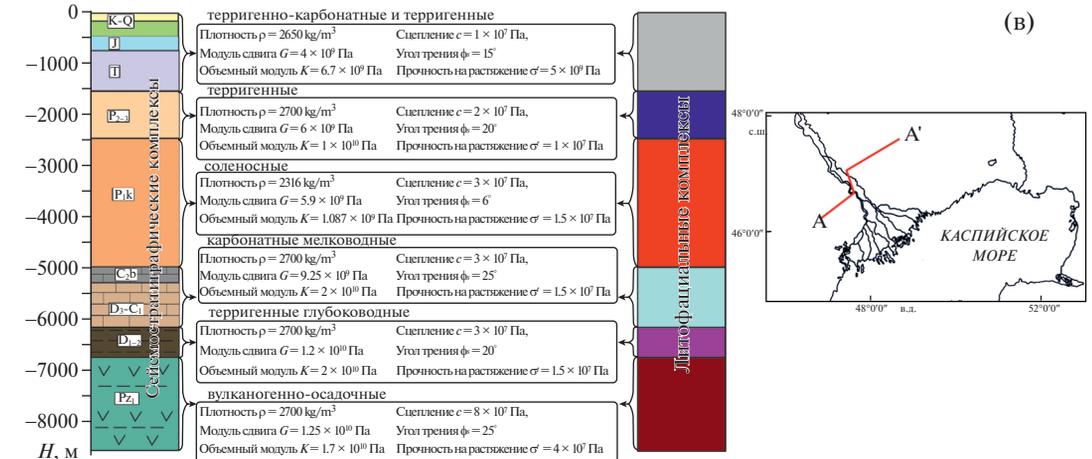
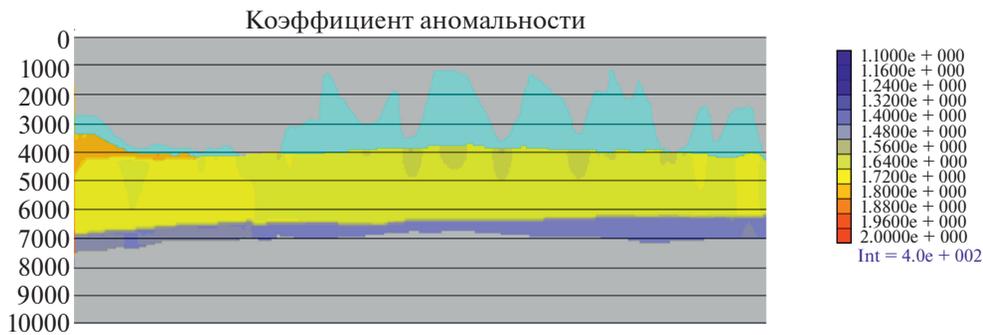
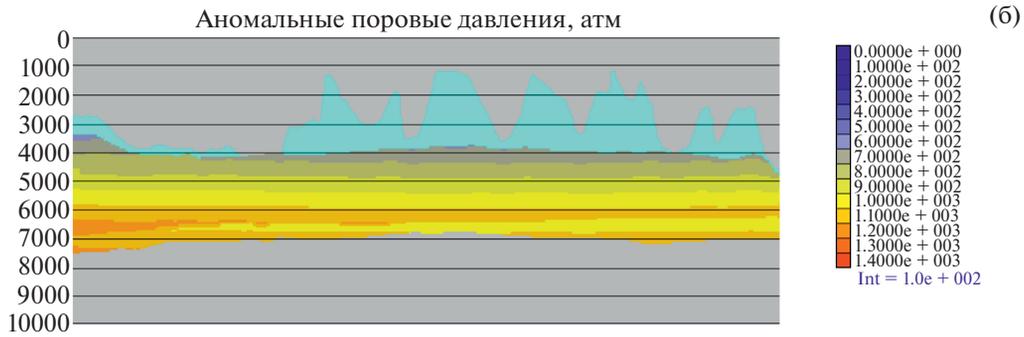
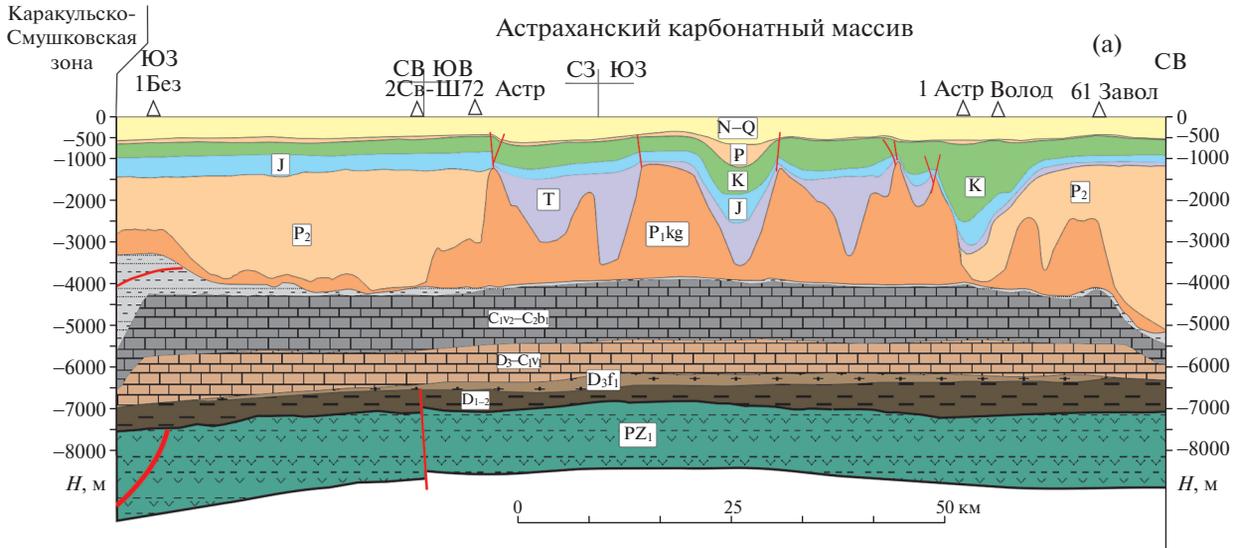


Рис. 9. Геомеханическая модель распределения коэффициента аномальности и значений порового давления, вычисленных с использованием программного комплекса FLAC3D [8], вдоль профиля А–А' через Астраханский свод. (а) – современный геологический разрез Астраханского карбонатного массива; (б) – коэффициенты аномальности и значений порового давления; (в) – параметры, используемые для расчета модели автоклавной системы Астраханского карбонатного массива; (г) – положение профиля А–А'.

шего положением замкнутых минимумов гидродинамических потенциалов (гидродинамических замков) – зон локализации углеводородов;

– зависимость распределения энергетических параметров системы от проявления соляной тектоники;

– усиление влияния геомеханических процессов на формирование термобарических полей в гидродинамически (квази)закрытых резервуарах.

4. Принимая во внимание постоянство гидродинамических потенциалов на границах замкнутых пьезоминимумов и при допущении равенства в системе плотности флюидов, в Прикаспийской НГП выделены Центральная, Юго-Восточная и Северо-Западная субпровинции. Центральная субпровинция имеет два этажа нефтегазоносности и, соответственно, две различные геофлюидодинамические системы, что отличает ее от других субпровинций. В подсолевой (нижней) геофлюидодинамической системе развит стагнационный водонапорный режим, контролирующий распространение в ней автоклавной УВС. В пределах данной автоклавной УВС выделены Центрально-Прикаспийская, Сарпинская и Астраханско-Актюбинская нефтегазоносные области. Каждая из выделенных областей представляет собой обособленную энергетическую область, оконтуренную замкнутой изобарой, и имеет собственные возрастные характеристики.

5. В пределах Астраханско-Актюбинской НГО по параметрам максимальных и минимальных замкнутых изобар определены границы Астраханско-Джамбайской, Гурьевской и Темирской зон нефтегазоаккумуляции.

6. Из-за геофлюидодинамической связанности всего бассейна принципиальное значение имеет методика учета относительных изменений гидродинамических потенциалов в ряду НГЛО более высоких рангов: “Прикаспийская НГП → Центральная субпровинция → Астраханско-Актюбинская НГО → Астраханская зона нефтегазоаккумуляции → мини-очаги (Астраханская внутрибассейновая карбонатная платформа и Заволжский подводный конус выноса)”.

Благодарности. Авторы благодарят анонимных рецензентов за полезные комментарии и признательны редактору за тщательное редактирование.

Финансирование. Работа выполнена в рамках Госзадания ГИН РАН по плану научно-исследовательских работ РАН; в рамках Госзадания ИПНГ РАН по темам FMME-2022-0001 1220228000253-3

и FMME-2022-0007-122022800276-2 и договора НИР № 4322124460 “Разработка комплексных моделей осадочного чехла Прикаспийского региона”.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абукова Л.А., Карцев А.А., Лашкевич В.С., Иванова А.Д. Механохимия поровых вод глинистых отложений в аспекте генезиса нефти и газа. – В кн.: *Генезис нефти и газа*. – Под ред. А.Н. Дмитриевского – М.: ГЕОС. 2003. С. 5–7.
2. Абукова Л.А., Волож Ю.А. Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазоаккумуляции осадочных бассейнов // *Геология и геофизика*. 2021. Т. 62. № 8. С. 1069–1080.
3. Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // *Геотектоника*. 2019. № 3. С. 79–91.
4. Антипов М.П., Волож Ю.А., Чамов Н.П. Четырехмерные модели нефтегазоносных бассейнов. – В кн.: *Современные проблемы геологии*. – Под ред. Ю.О. Гаврилова, М.Д. Хуторского – М.: Наука, 2004, С. 251–270 (Тр. ГИН РАН. Вып. 565).
5. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность. – Ред. Ю.А. Волож, В.С. Парасына – М.: Научный мир, 2008. 221 с.
6. Бакиров А.А., Бордовская М.В., Мальцева А.К., Табасаранский З.А. Геология и геохимия нефти и газа. – Под ред. А.А. Бакирова, З.А. Табасаранского – М.: Недра, 1982. 288 с.
7. Брод И.О., Васильев В.Г., Высоцкий И.В., Кравченко К.Н., Левинсон В.Г. и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. – Под ред. И.О. Брода, И.В. Высоцкого – М.: Недра: 1965, 598 с.
8. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П. и др. О границах и районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции // *Георесурсы*. 2021. Т. 23. № 1. С. 60–69.
9. Волож Ю.А., Федонкин М.А., Гогоненков Г.Н., Толкачев В.М. О новых подходах поисковых работ в традиционных провинциях добычи // *Нефтегазовая вертикаль*. 2020. № 7. С. 74–80.
10. Волож Ю.А., Милетенко Н.В., Певзнер Л.А. Шлезингер А.Е. Методология глубинного геологического картирования осадочных бассейнов. – М.: ВНИИ-Геосистем, 1995. 91 с.
11. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – М.: Недра, 1990. 264 с.
12. Дмитриевский А.Н., Самсонов Ю.В., Вагин С.Б. и др. Историко-генетическая оценка нефтегазобразования и нефтегазоаккумуляции в осадочных бассейнах Сибирской платформы. – Под ред. А.Н. Дмитриевского – М.: Недра, 1989. 220 с.

13. *Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.* Нефть на больших глубинах: залежи оффшорных месторождений Мексиканского залива // Вестн. нефтегазовой отрасли Казахстана. 2021. № 1. С. 3–7.
14. *Каламкаргов Л.В.* Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. М.: Нефть и газ, 2005. 570 с.
15. Карта нефтегазоносности Российской Федерации масштаба 1 : 5000000. – Под ред. К.А. Клещева – СПб.: ВСЕГЕИ, 1994. 8 листов.
16. *Коротков Б.С., Коротков С.Б.* Газовый потенциал глубоких горизонтов // Вести газовой науки. 2011. № 3. С. 26–31.
17. *Кузнецов Н.Б., Леонов Ю.Г., Волож Ю.А.* XLV тектоническое совещание “Геологическая история, возможные механизмы и проблемы формирования впадин с океанической/субокеанической корой в областях с континентальной корой // Геотектоника. 2013. № 4. С. 85–86.
18. *Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Хераскова Т.Н.* Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования. – Под ред. Ю.Г. Леонова – М.: Наука, 2010. № 593. С. 1–64 (Тр. ГИН. Вып. 593).
19. *Лопатин Н.В.* Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика. 2006. № 3. С. 101–120.
20. *Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджевская М.И.* Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. – Под ред. С.П. Максимова, Г.Х. Дикенштейна, М.И. Лоджевской – М.: Недра, 1984. 287 с.
21. *Навроцкий О.К.* Rock-Eval и люминесцентная микроскопия против миграции углеводородов (или к пересмотру одной научной парадигмы в нефтяной геологии). – В кн.: *Геологические науки–2021*. – Мат-лы Всерос. научно-практич. конф. – Саратов: Техно-Докор, 2021. С. 9–14.
22. *Обрядчиков О.С.* Особенности геологического строения, нефтегазоносность и перспективы поиска новых уникальных месторождений УВ в Прикаспийской впадине. – В сб.: *Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения*. – Под ред. Б.М. Куандыкова – Алматы: КОНГ, 2015. С. 292–298.
23. *Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция*. – Под ред. Ю.Г. Леонова, Ю.А. Воложа – М.: Научный мир, 2004. 516 с. (Тр. ГИН РАН. Вып. 543).
24. *Орешкин И.В., Постнова Е.В., Пятаев А.А.* Качественная оценка фазового состояния углеводородных смесей и геотермобарические условия нефтегазонакопления средне-верхнедевонского нефтегазового комплекса в юго-восточной части Бузулукской впадины (Саратовская часть) // Изв. СарГУ. Сер.: Науки о Земле. 2015 Т. 15. Вып. 1. С. 45–55.
25. *Постнова Е.В., Меркулов О.И.* Состояние базы углеводородов юго-востока европейской части России и первоочередные направления геологоразведочных работ // Минеральные ресурсы России. Сер: Экономика и управление. 2017. № 5. С. 4–12.
26. *Рабкин Ф.С., Абалгаев М.Ж., Аксаева Ф.К.* и др. О природе структурных инверсий полей пластовых давлений в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины // Изв. Ан КазССР. Сер. геол. 1990. № 1. с. 9–16.
27. *Тимофеев П.П.* Проблемы изучения осадочных формаций осадочнопородных бассейнов. – В кн.: *Формации осадочных бассейнов*. – Под ред. П.П. Тимофеева, Ю.К. Бурлина – М.: Наука, 1986. С. 3–9.
28. *Трофимук А.А.* Проблемы развития газодобывающей промышленности СССР. – В кн.: *Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа*. – Под ред. В.С. Суркова, А.Э. Конторовича – Новосибирск: Наука, 1991. С. 6–14.
29. *Хераскова Т.Н., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Постникова И.С.* Особенности строения и развития юго-восточной части Восточно-Европейской платформы и Прикаспийской впадины в позднем докембрии–раннем палеозое // Геотектоника. 2020. № 5. С. 29–54. <https://doi.org/10.31857/S0016853X20050057>
30. *Чамов Н.П., Соколов С.Ю., Гарецкий Р.Г., Патина И.С.* Строение и эволюция древних и современных тектоно-седиментационных систем // Геотектоника. 2019. № 3. С. 42–60.
31. *Якуцени В.П.* Гидрогеология юго-востока Прикаспийской впадины. – М: Гостопиздат, 1961. 138 с.
32. *Bally A.W., Snelson S.*, Realms of subsidence In: *Facts and Principles of World Petroleum Occurrence*, Ed. by A.D. Miall, (Can. Soc. Petrol. Geol. Mem., 1980. Vol. 6), P. 9–94.
33. *Cao B., Bai G., Wang Y.* More attention recommended for global deep reservoirs // Oil and Gas Journal. 2013. Vol. 111. No. 9. P. 78–85.
34. *Hubbert M.R.* Entrapment of petroleum under hydrodynamic condition.// AAPG Bull. 1953. No. 37. P. 954–1026.
35. *Hu W., Bao J., Hu B.* Trend and progress in global oil and gas exploration // Petrol. Explor. Develop. 2013. Vol. 40. No. 4. P. 439–443.
36. *Jiang X.W., Wang X.S., Wan L., and Ge S.* An analytical study on stagnant points in nested flow systems in basins with depth-decaying hydraulic conductivity // Water Resources. 2011. No. 47. W01512. <https://doi.org/10.1029/2010WR00934P6>
37. *Li W., Yu Z., Wang X., Yu Zh., Lu X., and Feng Q.* Formation mechanisms of deep and ultra-deep over pressure caprocks and their relationships with super-large gas fields in the petroliferous basins of China // Natur. Gas Industry. 2020. No. 7. P. 443–452.
38. *Magoon L.B., Dow W.G.* The Petroleum System – from Source to Trap – Ed.by L.B. Magoon, W.G. Dow, (AAPG Mem. 1994 (Tulsa). No. 60), pp. 644.
39. *Pang X.-Q., Jia C.-Z., Wang W.-Y.* Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins // Petroleum Science. 2015. Vol. 12. P. 1–53. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0014-0>
40. *Pang X., Jia C., Zhang K., Li M., Wang Y., Peng J., Li B., and Chen J.* The dead line for oil and gas and implication for fossil resource prediction // Earth System Sci. Data. 2020. No. 12. P. 577–590. <https://doi.org/10.5194/essd-12-577-2020>
41. *Person M., Butler D., Gable C.W., Villamil T., Wavrek D., and Schelling D.* Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia //

- AAPG Bull. 2012. Vol. 96. No. 1. P. 23–41.
<https://doi.org/10.1306/0810111019>
42. Sun L., Fang Ch., Sa L., Yang P., and Sun Z. Innovation and prospect of geophysical technology in the exploration of deep oil and gas // *Petrol. Explor. Develop.* 2015. Vol. 42. No. 4. P. 454–465.
43. Tóth J. Gravitational systems of groundwater flow: Theory, evaluation, utilization, (Cambridge: U.K. Cambridge Univ. Press, 2009), 311 p.
44. Wu H.Y., Liang X.D., Xiang C.F. Characteristics of petroleum accumulation in syncline of the Songliao basin and discussion on its accumulation mechanism // *Earth Science.: China Series D.* 2007. Vol. 50. No. 5. P. 702–709.
45. Zhao J.-Zh., Li J., Wu W.-T., Qing C., Bai Y.-B., and Er C. The petroleum system: A new classification scheme based on reservoir qualities // *Petroleum Science.* <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0286-2>
46. Zhao W., Zou C., Wang Z., et al. The intension and signification of “Sag-wide Oil-Bearing Theory” in the hydrocarbon-rich depression with terrestrial origin // *Petrol. Explor. Develop.* 2004. Vol. 31. No. 2. P. 5–13.
47. Zou C., Tao Sh., Yuan X., et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoir: Accumulation, distribution and evaluation // *Petrol. Explor. Develop.* 2009. Vol. 36. No. 6. P. 669–682.
48. FLAC3D (Fast Lagrangian Analysis of Continua in 3 Dimensions), <http://www.itascacg.com/software/FLAC3D>

Autoclave Type of the Hydrocarbon Systems in the Caspian Oil and Gas Bearing Province (Russia): Conditions of Formation at Great Depth

Yu. A. Volozh^{a,*}, L. A. Abukova^b, M. P. Antipov^a, I. S. Patina^a, I. A. Garagash^c,
 O. K. Navrotsky^d, D. A. Soin^e, A. A. Suslov^b, R. R. Gumerova^b

^a*Geological Institute, Russian Academy of Sciences, Pyzhevsky per., bld. 7, 119017 Moscow, Russia*

^b*Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, st. Gubkina, bld. 3, 119333 Moscow, Russia*

^c*Institute of Physics of the Earth RAS, st. Bol'shaya Gruzinskaya, bld. 10, 123242 Moscow, Russia*

^d*JSC “Nizhne-Volzhsy Research Institute of Geology and Geophysics”, st. Moscow, bld. 70, 410012 Saratov, Russia*

^e*JSC “GazpromVNIIGAZ”, pr-d Projected No. 5537,*

bld. 15, vill. Razvilka, urb. distr. Leninsky, 142717 Moscow Region, Russia

**e-mail: mpantipov@yandex.ru*

On the basis of modern ideas about the structural organization of the geological shell of the Earth, the authors substantiate the geofluid dynamics patterns of the localization of hydrocarbon systems (and their elements) at great depths. According to the authors, under conditions of high compressive loads exerted by overlying deposits, reliable all-round lithological shielding of reservoirs, hydrodynamic stagnation in deep-immersed complexes of evaporite basins, a special type of hydrocarbon systems, autoclaved, can be developed. The authors predict that in the Pre-Caspian oil and gas province in the subsalt oil and gas bearing stage (in the Lower Devonian–Lower Permian deposits), an autoclave hydrocarbon system could have formed due to: the seal of a salt-bearing complex of significant thickness (i), the unrealized generation potential of oil and gas source strata represented by deep-water deposits 4–6 km and deeper (ii), hydrodynamic stagnation of the water system (iii). Under the control of these conditions, paleo-conditional objects and intra-basin carbonate structures near contact with oil and gas source rocks act as high-capacity reservoirs for the products of catagenic fluid generation, and the segregation of a single-phase fluid with phase separation of hydrocarbons during periods of a sharp decrease in reservoir pressure completes the formation of unique and large hydrocarbon deposits.

Keywords: geofluid dynamic concept for hydrocarbons exploration, seismostratigraphic complexes, great depths, hydrodynamic seal, autoclave type of hydrocarbon systems, reservoir pressure, pore pressure, Pre-Caspian basin