

УДК 551.242.51

ГЕОЛОГИЯ И УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АСТРАХАНСКОГО СВОДА ПРИКАСПИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ: РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

© 2024 г. Ю. А. Волож¹, Л. А. Абукова^{2, *}, М. П. Антипов¹, А. Ю. Комаров³, О. И. Меркулов⁴, И. С. Патиная¹, В. В. Рыбальченко⁵, Д. А. Соин⁶, И. А. Титаренко⁴

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

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

³ООО “Газпром добыча Астрахань”, д. 30, ул. Ленина, 414000 Астрахань, Астраханская обл., Россия

⁴АО “Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики”,

д. 70, ул. Московская, 410012 Саратов, Россия

⁵ПАО “Газпром”, д. 2, просп. Лахтинский, м.о. Лахта-Ольгино, 197229 Санкт-Петербург, Россия

⁶АО “ГазпромВНИИГАЗ”, д. 15, пр. Проектируемый № 5537,

пос. Развилка, г.о. Ленинский, 142717 Московская область, Россия

*e-mail: abukova@ipng.ru

Поступила в редакцию 19.03.2024 г.

После доработки 02.09.2024 г.

Принята в печать 11.09.2024 г.

В статье обобщены результаты работ авторского коллектива по комплексному обоснованию геологических, тектонических и геофлюидодинамических условий генерации и аккумуляции углеводородов в подсолевом этаже Астраханского свода Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Детально рассмотрены условия формирования нижнепалеозойского, нижне-среднедевонского, верхнедевонско-турнейского, нижневизейского, визейско-башкирского и нижнепермского сейсмостратиграфических подразделений Астраханского свода и прилегающих территорий. Выделены отдельные сейсмогеологические тела, способные служить резервуарами нефти и газа. Впервые при создании геологической модели Астраханского свода учтено расположение в его пределах автоклавной углеводородной системы подсолевого этажа Центральной субпровинции Прикаспийской нефтегазоносной провинции в составе Астраханско-Джамбайской зоны нефтегазонакопления. Это позволило авторам обосновать геофлюидодинамическую природу границ ряда крупных нефтегазовых резервуаров неструктурного типа, что открывает новые возможности прогноза месторождений нефти и газа, в том числе – с низким содержанием серы. На Астраханском своде выделено несколько генерационно-аккумуляционных мини-очагов, в трех из них – находятся резервуары, в пределах которых повышена вероятность обнаружения нефтегазовых месторождений. Основным результатом исследования является уточнение геологических начальных суммарных ресурсов углеводородов Астраханского свода и прилегающих территорий.

Ключевые слова: геология, тектоника, геофлюидодинамическая концепция поисков углеводородов, Астраханский свод, углеводороды, нефть, газ, классические и автоклавные углеводородные системы, неструктурные ловушки

DOI: 10.31857/S0016853X24050031, EDN: EFPYVC

ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. возлагает на нефтегазовую отрасль важнейшие задачи по обеспечению нефтегазохимического производства сырьем для высококачественной продукции с высокой добавленной стоимостью. Планируется дальнейшее освоение новых внешних рынков нефти и газа в восточном направлении, прежде всего – стран Шанхайской организации сотрудничества, используя возможности морских перевозок и уникальной российской газотранспортной системы.

В настоящее время по мнению большинства экспертов для России даже при значительных возможностях использования возобновляемых источников энергии, путь наращивания энергетического потенциала страны на перспективу до 2035–2040 гг. будет преимущественно связан с источниками ископаемого углеводородного сырья (особенно – газового) в силу их колоссальных ресурсов, ценовой доступности и развитой инфраструктуры нефтегазодобычи [16, 19].

В обосновании стратегических направлений укрепления ресурсной базы традиционных угле-

водородов есть свои долгоживущие разногласия. Рассматриваются преимущества освоения нефтегазовых ресурсов недр Восточной Сибири, шельфов Арктики и Дальнего Востока [25, 31]. Вместе с тем признается, что выявление в этих регионах новых месторождений требует большого объема геолого-геофизических изысканий, включая бурение скважин. В морских арктических условиях эти работы значительно дороже, чем на суше. Велик и экологический риск – при аварийных ситуациях в условиях полярной ночи, подвижек льда и экстремальных морозов реален серьезный ущерб для арктической экосистемы [29, 30].

К стратегически важным нефтегазопродуктивным объектам относятся разновозрастные сланцевые толщи в разрезе плитных комплексов древних и молодых платформ (хадумская, баженовская, куонамская свиты и др.). Помимо промышленного интереса их изучение исключительно важно для развития теоретических представлений о роли биогенного кремнистого вещества в образовании углеводородов и сопряженной генерации и аккумуляции нефти и газа в глубоководных слабодренлируемых отложениях, в обстановке

геофлюидодинамической закрытости углеводородных систем (УВС) [32].

Наиболее целесообразны предложения по освоению геологических запасов углеводородов на больших глубинах в регионах с длительной историей эксплуатации нефтяных и газовых месторождений [13, 24]. Надо отметить, что мировая тенденция освоения углеводородного потенциала больших глубин в освоенных нефтегазоносных регионах в последнее десятилетие заявила о себе достаточно очевидно [17, 38, 40].

Ведущие нефтяные компании мира такие, как Brazilian Petroleum Corporation – Petrobras (Brazil), China Petroleum & Chemical Corporation – Sinopec Corp. (China), British multinational oil and gas company – Shell plc headquartered in London (England) и другие предприятия, на протяжении последних 10–15 лет успешно использовали свои финансовые, технологические и технические возможности для поиска нефти и газа на больших глубинах [14, 34–36]. Полученные результаты бурения внесли определенную ясность в понимание факторов и механизмов формирования нефти и газа на глубинах ниже 4–6 км [37].

Прикаспийская нефтегазоносная провинция (НПП) – геологический феномен по следующим факторам:

- объем занимаемого пространства;

- масштаб проявления галокинеза;
- сопряжение высоких давлений и низкого теплового потока;
- наличие крупных и высокочемких резервуаров;
- величина углеводородного потенциала, подтвержденного открытием таких нефтегазовых гигантов, как Тенгиз в Атырауской области (Казахстан), Карачаганак в Бурлинском районе (Казахстан) и др. [1–3].

Перспективы опосредования в Прикаспийской НПП крупных и гигантских нефтегазовых месторождений высокие, поскольку вскрыта и изучена только верхняя треть осадочного комплекса. Астраханский свод, являющийся основным объектом исследования данной статьи, представляет собой одну из наиболее перспективных структур Прикаспийской НПП.

В последние годы для этой провинции предложена обновленная схема нефтегазогеологического районирования, составленная с учетом роли соленосной формации в разделении ее подземной гидросферы на два гидрогеологических этажа с существенно различными гидродинамическими режимами: верхним – квазиоткрытым, нижним – квазизакрытым (рис. 1). Нижний гидродинамический этаж включает в себя углеводородные системы автоклавного типа [12].

Целью статьи является оценка ресурсного потенциала углеводородных систем подсолевых отложений Астраханского свода на основе обновленной сейсмостратиграфической модели его строения и геофлюидодинамической концепции поиска крупных и уникальных нефтегазовых месторождений в пределах углеводородных систем автоклавного типа.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОЧЕРК

Прикаспийская нефтегазоносная провинция характеризуется многоэтажным строением и наличием нескольких нефтегазоносных этажей, наиболее перспективным из которых является нижнедевонско–нижнепермский. Данный этаж экранируется соленосной формацией пермского возраста. По ее пространственному положению нами проводится граница Прикаспийской НПП [12]. Северо-западная и восточная границы развития соленосной формации контролируются седиментационно-эрозийными процессами, а южная граница обусловлена раннемезозойскими складчато-надвиговыми деформациями.

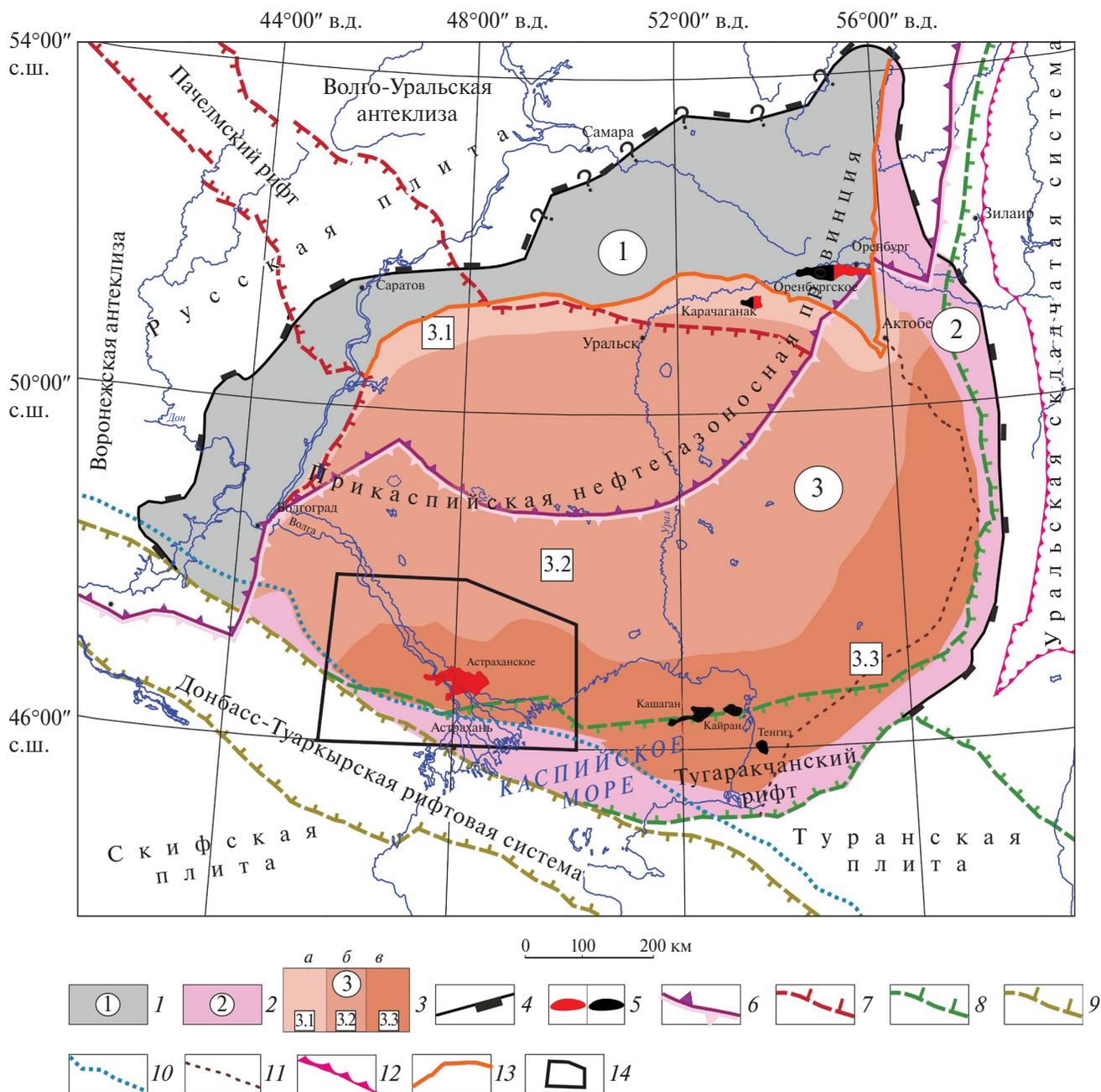


Рис. 1. Схема положения района исследования и главных структурно-тектонических элементов Каспийского региона и нефтегазогеологического районирования Прикаспийской нефтегазоносной провинции (по данным [8], с изменениями и дополнениями).

1–4 – элементы нефтегазогеологического районирования высоких рангов: 1 – Северо-Западная субпровинция; 2 – Юго-Восточная субпровинция; 3 – Центрально-Прикаспийская субпровинция: а – Северо-Западная прибортовая нефтегазоносная область, б – Сарпинско-Хобдинская нефтегазоносная область, в – Астраханско-Актюбинская нефтегазоносная область; 4 – граница Прикаспийской нефтегазоносной провинции (также является границей распространения пермской соленосной формации); 5 – месторождения: а – газовые, б – нефтяные;

границы структурно-тектонических подразделений земной коры высоких рангов (6–13):

6 – юго-восточная граница между древней Восточно-Европейской и молодой Центрально-Евразийской платформами, 7–9 – граничные разломы: 7 – Пачелмского рифта рифейского возраста, 8 – Тугаракчанского рифта раннепалеозойского возраста, 9 – Донбасс-Туаркырского рифта позднедевонского возраста, 10–11 – фронт складчатых деформаций: 10 – раннемезозойских Донбасс-Туаркырской складчатой системы, 11 – предкунгурских Уральской складчатой системы, 12 – главная Уральская сutura, 13 – пермский карбонатный уступ; 14 – контур района исследования

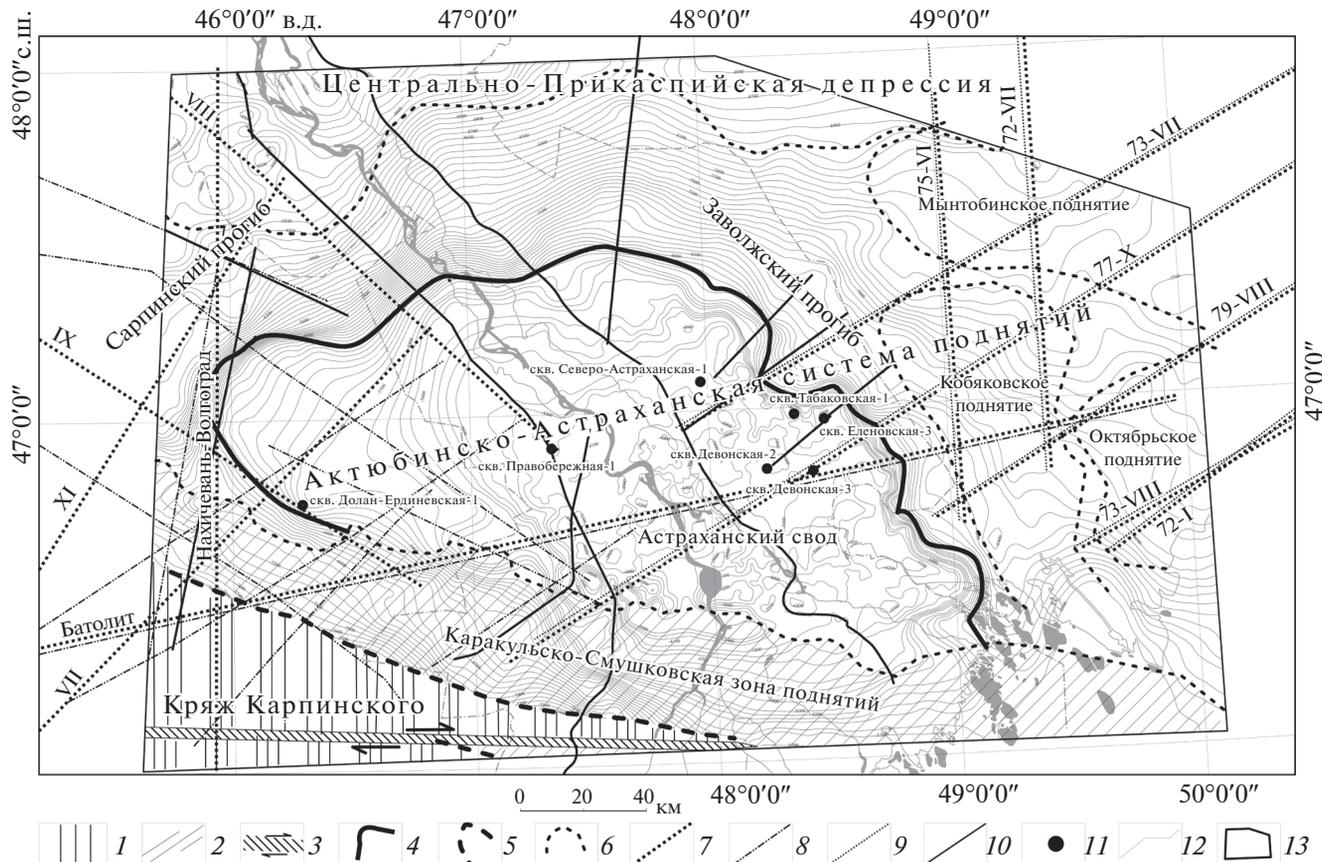


Рис. 2. Тектоническая схема района исследования.

1 – кряж Карпинского; 2 – Каракульско-Смушковская зона поднятий; 3 – Южно-Эмбинский сдвиг; 4–6 – геологическая граница: 4 – Астраханской внутрибассейновой карбонатной платформы ($D_{1p}-C_{2b1}$), 5 – кряжа Карпинского, 6 – тектонических элементов; 7–10 – сейсмические профили, использованные для построения новой модели, их названия и номера: 7 – КМПВ, 8 – МОГТ, 9 – МОГТ и КМПВ, 10 – повторно обработанные профили МОГТ; 11 – глубокие скважины; 12 – изолинии по отражающему горизонту P_3 ; 13 – контур района исследований

В структурно-тектоническом плане регион Прикаспийской НГП расположен на границе двух платформ – древней Восточно-Европейской и молодой Центрально-Евразийской. Граница платформ выделяется по консолидированной коре Прикаспийской впадины. Данная впадина выделяется в структуре палеозойского комплекса как территория, занятая соляными куполами.

Основным структурным элементом осадочного чехла древней Восточно-Европейской платформы здесь является Русская плита, ограниченная с юго-востока седиментационным карбонатным уступом московско–артинского возраста. Главными структурно-тектоническими элементами Русской плиты служат Воронежская и Волго-Уральская антеклизы и Рязано-Саратовский прогиб, в основании которого располагается Пачелмский рифт рифейского возраста. Пачелмский рифт

ограничивает Воронежскую антеклизу с юго-запада, Волго-Уральскую антеклизу – с северо-востока.

В осадочном чехле Центрально-Евразийской молодой платформы обособляются Туранская и Скифская плиты. Со стороны Туранской плиты Прикаспийскую НГП обрамляет Тугаракчанский рифт раннего палеозоя. Со стороны Скифской плиты выделяется Донбасс–Туаркырская рифтовая система позднего девона. Северные границы обоих рифтов осложнены фронтом раннемезозойских складчатых деформаций, выделяемых в современной структуре как Каракульско-Смушковская зона поднятий. С востока также проявлены деформации Уральской складчатой системы предкунгурского возраста.

Прикаспийская НГП разделяется на три нефтегазоносные субпровинции – вдоль бортов

расположены Северо-Западная и Юго-Восточная субпровинции, они обрамляют Центрально-Прикаспийскую субпровинцию.

Центрально-Прикаспийская субпровинция выделена в границах Прикаспийской впадины и разделена на три нефтегазоносные области: Северо-Западную Прибортовую, Сарпинско-Хобдинскую и Астраханско-Актюбинскую. Каждая из выделенных областей характеризуется развитием очаговой автоклавной углеводородной системы в подсолевом нижнедевонско-нижнепермском комплексе.

Регионом нашего исследования является Астраханско-Актюбинская нефтегазоносная область, к которой приурочены крупнейшие известные месторождения нефти – Кашаган, Кайран и Тенгиз, а также Астраханское газоконденсатное месторождение (см. рис. 1).

Астраханское газоконденсатное месторождение расположено на внутрибассейновой карбонатной платформе раннедевонско-башкирского возраста (рис. 2).

С юга платформа ограничена Каракульско-Смушковой зоной поднятий. С запада и востока она открывается в Сарпинский и Заволжский прогибы. На севере склон карбонатной платформы погружается в Центрально-Прикаспийскую депрессию.

В границах района работ и расположенной здесь автоклавной углеводородной системы по параметрам максимальных и минимальных замкнутых изобар выделяются три нефтегазоносные зоны – Астраханско-Джамбайская, Гурьевская (или Кашаган-Тенгизская) и Темирская [8].

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, МЕТОДЫ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

Нами проанализирован значительный объем архивных геолого-геофизических данных и материалов таких, как массив региональных сейсмических профилей (МОГТ и КМПВ) (i); данные грави- и магниторазведки разного масштаба (ii); результаты глубокого бурения (iii).

На основе сейсмостратиграфического анализа временных и глубинно-динамических разрезов проводилось выделение основных поверхностей несогласий, устанавливалась их стратиграфическая привязка, по волновой картине выделялись сейсмофации. По морфологии отражающих горизонтов охарактеризовано строение краевых частей палеошельфов, выявлены карбонатные

постройки, конуса выноса у подножья их склонов и вдоль границы подножья склона (днища) глубоководной палеокотловины [11].

Комплексирование сейсмостратиграфического анализа с материалами КМПВ дало возможность разработать глубинную и скоростную модель региона исследования, на этом основании картировать отдельные сейсмогеологические тела и крупные зоны нефтегазонакопления. В пределах этих зон интервалы целевых объектов разреза по данным динамического анализа (включающего многомерный атрибутный анализ, акустическую инверсию, спектральную декомпозицию) по массиву глубинных динамических разрезов, полученных в ходе повторной обработки сейсмических профилей прошлых лет [20];

В методическом плане учтено, что важной особенностью автоклавных углеводородных систем является гидродинамическая природа их границ, «затушеванная» совпадением структурных и геофлюидодинамических границ при региональных построениях [9, 27]. Для значительно более широкого класса подсолевых глубокопогруженных нефтегазолокализирующих объектов (приуроченных к внутрибассейновым карбонатным платформам, подводным конусам выноса, протяженным пластовым телам внутри контуритных и турбидитовых потоков, зонам разуплотнения мощных глинистых толщ, синклинальным и моноклинальным зонам и т.д.) решающим становится не структурное, а гидродинамическое экранирование [1–3]. Геофлюидодинамические границы углеводородных систем контролируют положение входящих в них генерационно-аккумуляционных очагов и зон нефтегазонакопления [18].

Установление пространственно-временного проявления гидродинамической изоляции автоклавной углеводородной системы подсолевого этажа Прикаспийской НГП выполнено на основе:

- уточнения границ распространения соленосной толщи кунгура и глубоководных отложений;
- выявления характера изменения с глубиной порового давления;
- картирования поля гидродинамических потенциалов подсолевого комплекса и его элементов в виде разномасштабных замкнутых минимумов пластовой энергии флюидов.

Региональная приуроченность автоклавной углеводородной системы к Центральной субпровинции Прикаспийской НГП и Астраханскому своду установлена на основе палеогеологических реконструкций.

Оценка ресурсного потенциала автоклавной углеводородной системы дана на основе использования современных методов бассейнового моделирования. Основными этапами моделирования являются:

– создание геолого-геофизической основы бассейнового моделирования формирования ресурсного углеводородного потенциала Астраханского свода и его окрестностей;

– количественная оценка ресурсов углеводородов для ряда перспективных объектов (Тамбовского, Володарского, Заволжского, Кашалакского и др.) в обрамлении Астраханской платформы, а также непосредственно в пределах свода раннедевонско–башкирской Астраханской карбонатной платформы, где расположены открытые в отложениях визейско–нижнебашкирского комплекса месторождения, а также получены притоки из кроющих ее нижнепермских отложений.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

Обновленная сейсмостратиграфическая модель подсолевых отложений Астраханского свода и прилегающих территорий

Несмотря на длительную историю изучения, в настоящее время не уточнено строение подсолевых отложений Астраханского свода [21, 33]. Неоднозначно интерпретируются нижнепалеозойский и ниже-среднедевонский интервалы разреза Астраханского свода и смежных с ним территорий Каракульско-Смушковой зоны из-за сложной сейсмической записи и недостаточности геологической информации (i); не детализирована архитектура Астраханской внутрибассейновой карбонатной платформы, в частности, строения и состава верхнедевонско–нижнекаменноугольного интервала разреза платформы на юге [4, 22] (ii); отсутствует общепринятая модель строения верхнедевонско–нижнепермского комплекса, представленного глубокоководными отложениями в обрамлении внутрибассейновой карбонатной Астраханской платформы (iii).

Поэтому авторами разработана сейсмостратиграфическая модель Астраханского свода и прилегающих территорий для оценки углеводородного ресурсного потенциала его подсолевых отложений. Предлагаемая авторами сейсмостратиграфическая модель позволяет уточнить названные выше вопросы по строению и ресурсному потенциалу подсолевых отложений Прикаспийской НГП, включая территорию исследования.

Нижнепалеозойские отложения Астраханского свода

Данные о распространении высокоскоростных преломляющих границ и их размещении в подсолевом разрезе Астраханского свода и смежных с ним структур использованы для детализации структуры Астраханской внутрибассейновой карбонатной платформы, границ подводных конусов выноса вдоль ее южной и северной рампы. Эти данные были учтены при создании обновленных структурных и литолого-фациальных моделей, которые показаны геологическими разрезами фрагмента профиля КМПВ Замьяны–Вязовка, схематическими картами литолого-фациальных особенностей и мощностей (рис. 3).

Различия новой и предшествующих моделей касаются, главным образом, территории кряжа Карпинского и Каракульско-Смушковой зоны поднятий [7, 28]. В пределах кряжа Карпинского (складчатой системы, сформированной на месте Донбасс-Туаркырского рифта девонского заложения в процессе его инверсии в пермское время) на консолидированной коре залегают отложения девона [10].

Севернее, в автохтоне Каракульско-Смушковой зоны (в границах Тугаракчанского рифта), по данным МОГТ, фиксируется значительная по мощности слоистая толща. На временных и глубинных динамических разрезах МОГТ с кровлей этой толщи связаны опорный отражающий горизонт P_3 (подошва пражского яруса раннего девона), который выделяется как поверхность крупного углового структурного несогласия, а также локально прослеживаемая высокоскоростная преломляющая граница T_6 [5] (см. рис. 3, а).

Согласно принятой в настоящей работе сейсмостратиграфической модели строения подсолевого комплекса Астраханского свода наблюдаемая на профилях МОГТ И КМПВ волновая картина обусловлена особенностями строения доплитного геодинамического сейсмокомплекса нижнепалеозойского возраста, а также плитного комплекса среднедевонско–раннебашкирского возраста.

Нижняя часть доплитного комплекса, сформированная в пределах Тугаракчанского рифта (поздний кембрий (?)–ранний ордовик) представлена вулканогенно-осадочными породами. Их распространение контролируется высокоскоростной преломляющей границей T_6 и границами высокоамплитудной гравитационной аномалии – Северо-Каспийским максимумом силы тяже-

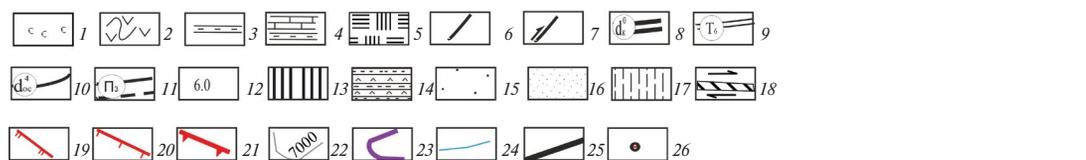
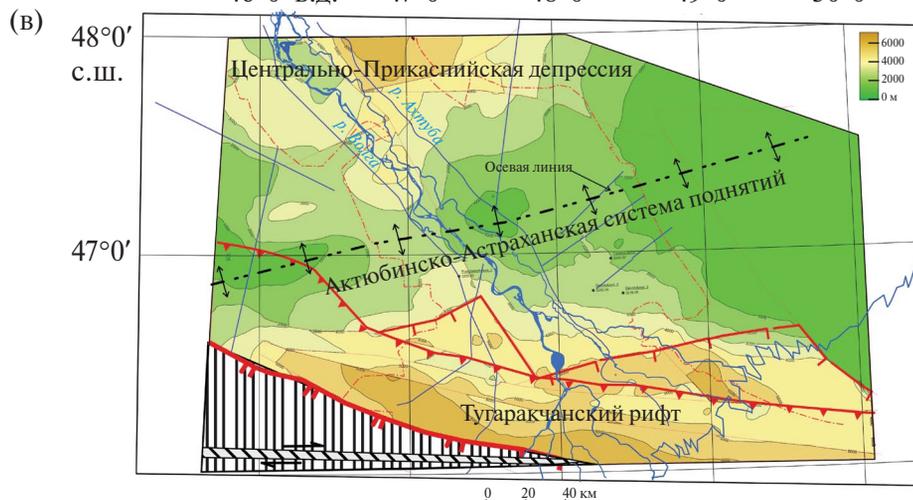
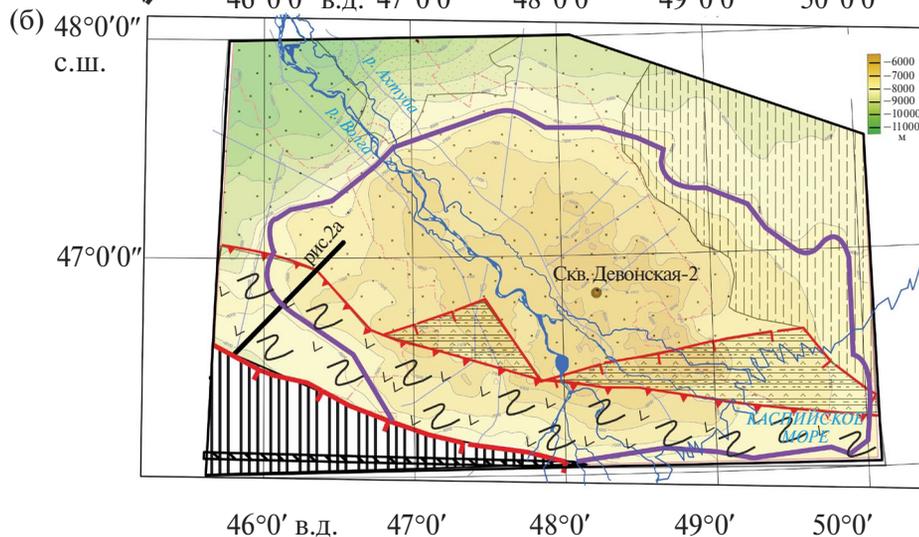
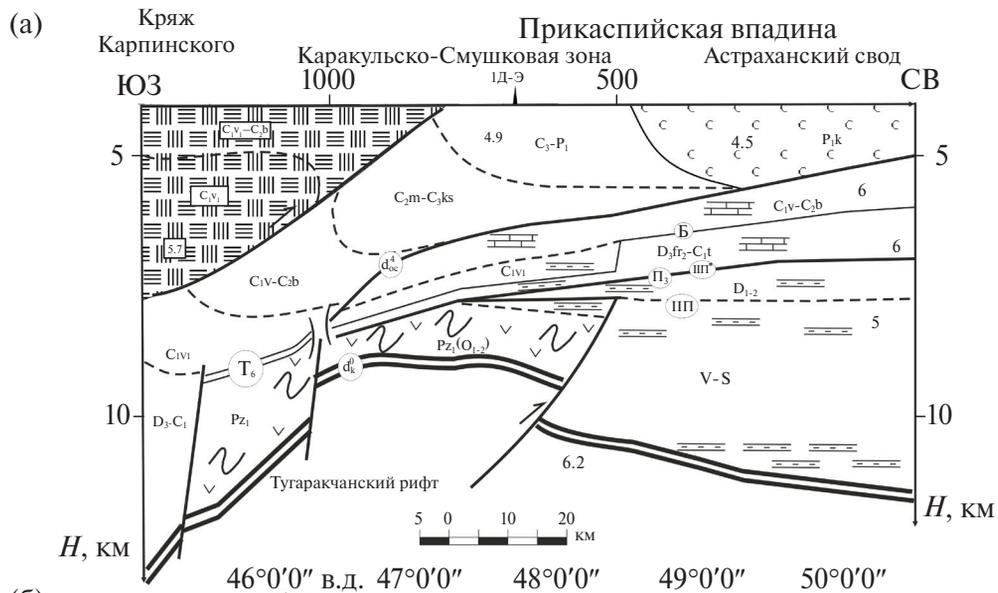


Рис. 3. Схема строения нижнепалеозойских отложений юго-запада Прикаспийской впадины.

(а) – сейсмогеологический разрез фрагмента профиля КМПВ VII.62 Замьяны–Вязовка;
 (б) – карта литолого-фациальных особенностей нижнего палеозоя на структурной основе (изогипсы горизонта P_3 – (по-дошва девона) – проведены через 500 м);
 (в) – карта мощности нижнепалеозойских отложений (изопахиты проведены через 1000 м).

Литолого-стратиграфические подразделения (1–6): 1 – соленосные отложения кунгура, 2–3 – отложения нижнего палеозоя Тугаракчанского рифта: 2 – вулканогенно-терригенные деформированные, 3 – терригенные недеформированные, 4 – карбонатные и терригенные отложения верхнего палеозоя; 5 – деформированные толщи верхнего палеозоя в аллохтоне Каракульско-Смушковской зоны;

прочие структуры (6–12): 6 – нормальные сбросы;

7 – надвиги;

8–9 – преломляющие высокоскоростные горизонты: 8 – карбонатных пород, d_{oc}^4 ,

9 – терригенных и вулканогенных, T_6 ; 10 – преломляющий горизонт в основании осадочного чехла (кровля консолидированной коры) d_k^0 ; 11 – отражающие горизонты подсолевого комплекса и их индексы; 12 – значения скорости продольных сейсмических волн (км/сек);

элементы геологического районирования (13–20):

13 – осевая зона Донбасс-Туаркырского рифта (отложения нижнего палеозоя отсутствуют в разрезе осадочного чехла), 14 – недеформированные вулканогенно-терригенные отложения нижнего палеозоя Тугаракчанского рифта, 15–16 – терригенные отложения нижнего палеозоя;

15 – в Актюбинско-Астраханской зоне поднятий, 16 – с кембрийскими и вендскими толщами Центрально-Прикаспийской депрессии; 17 – зона малых (500 м) мощностей и/или отсутствие нижнепалеозойских отложений; 18 – Южно-Эмбинский сдвиг, 19–21 – геологические и тектонические границы: 19 – кряжа Карпинского, 20 – Тугаракчанского рифта; 21 – надвиги и граница деформированных и недеформированных отложений нижнего палеозоя; 22 – изолинии поверхности отражающего горизонта P_3 ; 23 – граница гидродинамического замка Астраханско-Джамбайской зоны нефтегазоаккумуляции; 24 – повторно обработанные линии региональных профилей МОГТ; 25 – положение профиля КМПВ VII.62 Замьяны–Вязовка; 26 – скважина, вскрывшая нижнепалеозойские толщи

сти (более подробно обоснование вулканогенного состава нижнепалеозойских отложений приведено в работе [28]).

Синрифтовый терригенно-вулканогенный комплекс трансгрессивно перекрыт терригенными отложениями верхнего ордовика–нижнего девона (лоховский ярус).

Из анализа наблюдаемой на региональных профилях МОГТ волновой картины следует, что в современном разрезе осадочного чехла Каракульско-Смушковской зоны отложения нижнего палеозоя (в отличие от прилегающих к ней с севера территорий) формируют надвинутые в северном направлении пологие складки.

Авторы считают, что эти деформации обусловлены коллизионными процессами на юго-западной окраине Балтии (в современных координатах), в результате которых западный сегмент Тугаракчанского рифта (западнее п-ова Бузачи) испытал инверсию и стал частью крупной области поднятий, охвативших в раннедевонское время весь север Скифской плиты [22, 28]. Также с этими событиями, по-видимому, связана эрозия верхней части нижнепалеозойского разреза на территории современной Каракульско-Смушковской зоны поднятий.

Важно то, что нижнепалеозойские отложения повсеместно присутствуют в разрезе осадочного

чехла в пределах района работ (за исключением кряжа Карпинского). Минимальные значения мощностей (от 0 до 500 м) комплекса отмечаются в восточной части Актюбинско-Астраханской зоны поднятий, откуда идет их нарастание (см. рис. 3, а, б):

– на юг, в сторону Каракульско-Смушковской зоны за счет синрифтового комплекса;

– на север, к Центрально-Прикаспийской депрессии – пострифтового комплекса.

Нижнепалеозойские отложения в разрезе осадочного чехла в пределах кряжа Карпинского, примыкающего с юга к Каракульско-Смушковской зоне, отсутствуют. Мощный (до 20 км) осадочный чехол кряжа Карпинского начинают отложения верхнего девона, которые залегают непосредственно на высокоскоростных образованиях растянутой консолидированной коры [10].

Эта особенность разреза обусловлена растяжением земной коры в ходе заложения и активного развития (конец среднего-поздний девон) Донбасс-Туаркырской рифтовой системы – структура, на месте которой сформировался кряж. Об этом также свидетельствует резкое ограничение комплексов заполнения раннепалеозойского Тугаракчанского рифта у северного граничного разлома девонского Донбасс-Туаркырского рифта (см. рис. 3).

Еще одна особенность строения нижнепалеозойского комплекса в пределах рассматриваемой территории состоит в том, что нижнепалеозойские образования почти не меняют состав и представлены терригенными породами пострифтовой стадии. По данным сейсмостратиграфического анализа, на север от Астраханского свода мощность этих отложений возрастает от первых сотен метров до 4–5 км, причем исключительно за счет наращивания нижней части разреза. Однако региональный анализ палеогеографических обстановок указывает на выдержанные шельфовые условия их накопления. В связи с этим логично допустить, что на склонах Астраханского свода, обращенных в сторону Центрально-Прикаспийской депрессии и Сарпинского прогиба, в основании многокилометровой толщи нижнепалеозойских отложений появляются более древние (венд и кембрий (?)) образования.

Нижне-среднедевонские отложения в основании Астраханской внутрибассейновой карбонатной платформы

В настоящее время существуют различные точки зрения на геологическую историю Астраханского свода в раннем и среднем девоне [6, 7, 15, 26, 28]. По одной модели нижне- и среднедевонские отложения небольшой мощности и терригенного состава распространены практически по всему Астраханскому своду [15]. В соответствии с другой моделью, маломощные среднедевонские отложения (в основном терригенного состава) присутствуют только в левобережной части Астраханского свода [6, 7, 26].

Западнее они почти полностью размыты и перекрываются повсеместно среднедевонскими толщами, которые также были частично эродированы. На сегодняшний день недостаточно данных, чтобы подтвердить или опровергнуть эти различия в трактовках исходного геолого-геофизического материала.

На основании проведенных исследований нами предлагается геологическая модель строения нижне-среднедевонской части разреза, в соответствии с которой среднедевонские (пражско-эмские) толщи распространены на всем Астраханском своде. Мощность отложений резко изменяется — от 100 м (на юге и юго-востоке) до 1000–1100 м (в центральной части свода).

На юге Каракульско-Смушковской зоны среднедевонские породы полностью выклиниваются, здесь также выклиниваются среднедевонские отложения, при этом среднедевонско-каменноугольные толщи залегают непосредственно на нижнепалеозойских образованиях. Вещественный состав

нижнедевонской толщи характеризуется значительным разнообразием. На большей части периферии Астраханского свода разрез нижнего девона, как и среднего девона, — терригенный, причем в нижнем девоне (эмский ярус) отлагались относительно глубоководные, в среднем девоне (живетский ярус) — мелководные фации.

В центре возвышенной северо-восточной части Астраханского свода выделен массив карбонатных пород нижнего девона — Тамбовская внутрибассейновая карбонатная платформа. По аналогии с более изученной Темирской платформой, расположенной в восточной части Актюбинско-Астраханской системы поднятий, можно предполагать, что Тамбовская платформа имеет продолжение в направлении, параллельном простиранию ее оси, вероятно, она простирается и в правобережной части свода.

Строение Астраханской внутрибассейновой карбонатной платформы

Астраханская внутрибассейновая карбонатная платформа расположена в апикальной части одноименного подсолевого поднятия в районе сочленения Тугаракчанского (Pz₁) и Донбасс-Туаркырского (D₃) рифтов. Для этой платформы были разработаны, по крайней мере, две разные геологические модели [6]. Основные различия касаются интерпретации строения ее южного окончания. Сейсмические материалы не позволяют однозначно установить смену мелководных карбонатных отложений на разновозрастные глубоководные терригенные для среднедевонско-нижнекаменноугольного и среднедевонско-нижнебашкирского комплексов.

В отличие от предшествующих моделей разработанная нами сейсмостратиграфическая модель карбонатной платформы предусматривает более раннее, чем считалось прежде, время начала ее формирования (среднедевонское, а не среднедевонско-нижнебашкирское). Причем увеличение размеров площади карбонатной платформы происходило не только в юго-восточном, но и в западном направлении в сторону Сарпинского прогиба (см. рис. 2, см. рис. 3, а).

Строение среднедевонско-нижнепалеозойского комплекса в обрамлении внутрибассейновой карбонатной Астраханской платформы

Эта часть разреза представлена, в основном, терригенными отложениями, накопившимися в осадочном бассейне котловинного средиземноморского типа в условиях глубоководной седиментации. Для этого комплекса характерно чередование толщ,

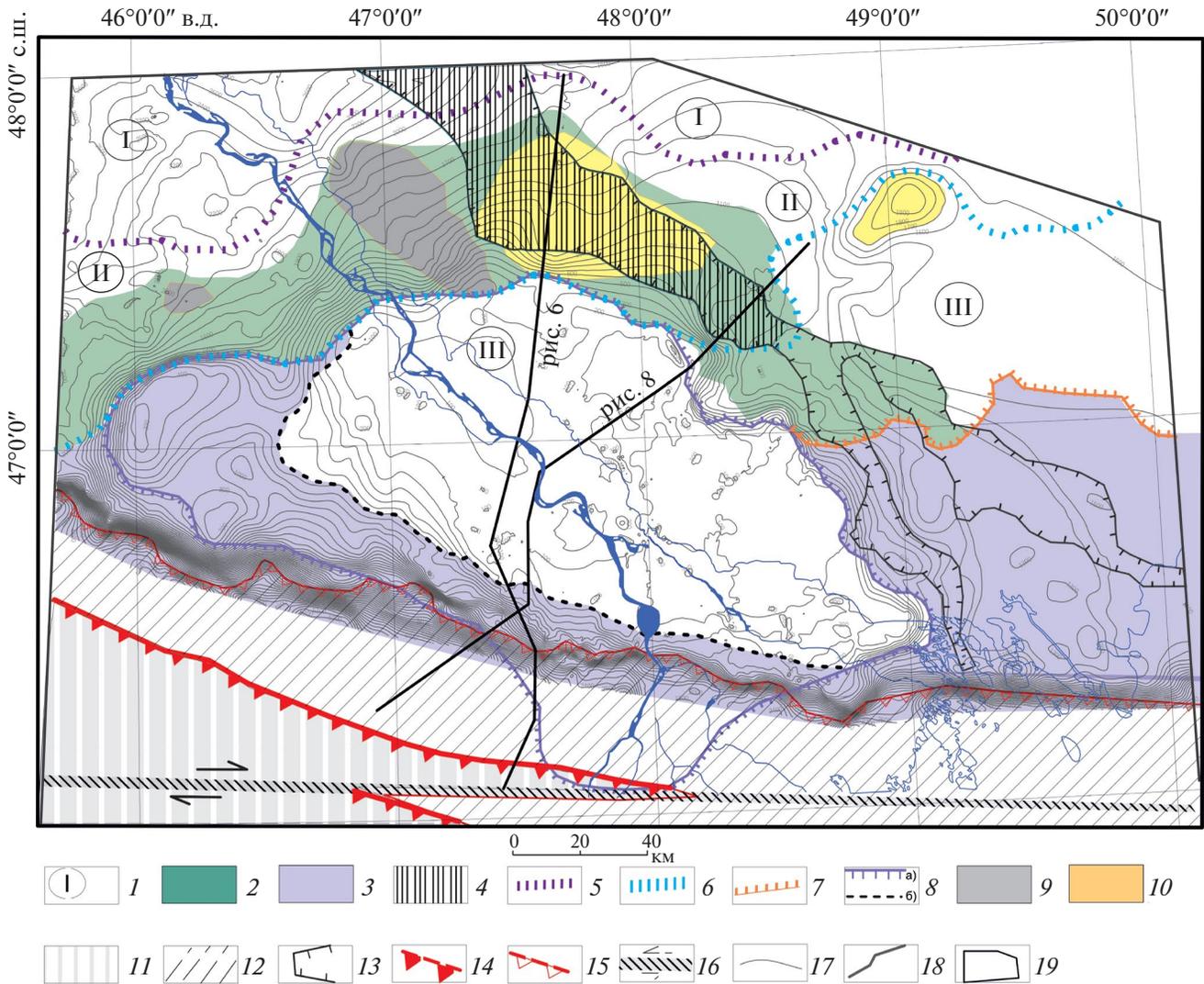


Рис. 4. Схема строения среднекаменноугольных–нижнепермских (C_2b_2 – P_{1k_1}) отложений раннепалеозойского солеродного бассейна Каспийского региона в пределах погруженного шельфа, склона и глубоководной котловины на территории Астраханского свода и его окрестностей.

1 – морфоструктуры глубоководной области позднепалеозойского солеродного бассейна Каспийского региона (I – днище котловины, II – склон котловины, III – погруженный шельф);
 2–4 – зоны развития подводных конусов выноса: 2 – область распространения склоновых конусов рампы Астраханской внутрибассейновой карбонатной платформы, 3 – склоновые конусы, расположенные вдоль седиментационного уступа на границе терригенного мелководного шельфа с глубоководным, 4 – конус выноса центральной котловины;
 5–7 – границы литолого-фациальных зон: 5 – подножье склона, 6 – бровка шельфа, 7 – позднебашкирский погруженный абразионный уступ;
 8 – границы части свода Астраханской карбонатной внутрибассейновой платформы: а – бровка рампы, б – граница размытой части свода Астраханской карбонатной внутрибассейновой платформы, перекрытая соленосной толщей;
 9–10 – предполагаемые локальные резервуары внутри нефтегазопроизводящих комплексов с возрастом: 9 – верейско–раннеартинский, 10 – позднеартинско–раннекунгурской;
 11–12 – структурные элементы на прибрежной равнине и мелководном шельфе верхнепалеозойского солеродного бассейна Каспийского региона:
 11 – кряж Карпинского, 12 – Каракульско–Смушковская зона; 13 – уступы на границе предкунгурского вреза;
 14 – фронт «толстошкурной тектоники» (северная граница Донбасс–Туаркырской складчатой зоны); 15 – фронт «тонкошкурной тектоники» (северная граница аллохтона Каракульско–Смушковской зоны); 16 – постколлизийный (трансконтинентальный) Южно–Эмбинский сдвиг; 17 – изопахиты сейсмокомплекса, ограниченного горизонтами P_1 и P_2 ; 18 – положение композитного профиля 18889–IV + PMRSP (см. рис. 6) и сейсмостратиграфической модели (см. рис. 8); 19 – контур района исследования

сформированных в обстановках некомпенсированного и лавинного осадконакопления, и широкое развитие структурных форм седиментационно-эрозионной природы: внутрибассейновые карбонатные платформы и подводные конуса выноса.

Площадное распространение этих структурных форм и их разнообразие определяются главными морфоструктурными элементами дна бассейна, к которым относятся (рис. 4):

- днище глубоководной котловины (частично);
- склон глубоководной котловины;
- погруженный шельф;
- седиментационный (терригенный/карбонатный) уступ на границе проградирующего в северном направлении мелководного шельфа;
- уступ ramпы карбонатной платформы.

Подводные конуса выноса обладают общими чертами строения внутри каждой из названных морфоструктур, и напротив, подводные конуса, принадлежащие разным типам морфоструктур, значительно отличаются. В пределах внутрибассейновых карбонатных платформ и подводных конусов выноса формируются нефтегазолокализирующие объекты зонального уровня (генерационно-аккумуляционные мини-очаги).

Плановое положение подводных конусов выноса имеет следующие особенности (см. рис. 4):

- склоновые конусы выноса раннекаменноугольного и среднекаменноугольного возраста располагаются по обрамлению ramпы Астраханской внутрибассейновой карбонатной платформы;
- склоновые конусы выноса позднекаменноугольно-раннепермского возраста прослеживаются вдоль седиментационного уступа на границе мелкого и погруженного шельфов;
- Заволжский каньон (наиболее изученный) подводного конуса выноса Центральной котловины пересекает ее склон и продолжается врезом на погруженном шельфе, его выполняют терригенные верхнеартинско–нижнекунгурские отложения, максимальные мощности (~1000 м) которых установлены в основании каньона, выработанного на склоне котловины, а минимальные мощности (десятки метров) – во врезе на шельфе.

Углеродный потенциал Астраханского свода и прилегающих территорий

При создании модели пространственного расположения основных нефтегазолокализирующих объектов Астраханского свода была учтена гидродинамическая особенность, присущая автоклавной УВС – многофазное перемещение флюидов

в разных средах: проницаемой в резервуаре и низкопроницаемой – за его пределами (в среде глубоководных отложений). Также воссоздана в геологической ретроспективе реакция барического поля на процессы эрозии. Это имеет важное значение в связи с особенностью нефтегазонакопления в автоклавных УВС.

Нефтегазонакопление выражается в том, что локализация фазово-обособленных флюидов вызывается снятием нагрузки вышележащих толщ на продуктивные комплексы. Уменьшение литостатического давления, в свою очередь, обуславливает подъем фундамента, сопровождающегося денудацией поверхности воздымающегося блока – аномальное изменение базиса эрозии (падение регионального уровня моря), приводящего к значительным сокращениям мощности слоя воды в глубоководной котловине, склоновой эрозии вдоль ее бровки и формированию плоскостного вреза на осушенной территории примыкающего к ней шельфа.

Все другие особенности автоклавной УВС (зависимость положения границ системы от особенностей гидродинамического экранирования нефтегазо-локализирующих объектов, растянутость катагенетических трансформаций органического вещества) с помощью стандартных пакетов бассейнового моделирования не воссоздаются.

Тем не менее, в первом приближении нами была уточнена геофлюидодинамическая обстановка Астраханского свода и выполнена детализация его геолого-геофизического строения, на этой основе детализирована модель генерации и аккумуляции углеводородов в подсолевом этаже района исследований.

Имеющиеся геолого-геофизические данные позволили выполнить бассейновое моделирование в формате 3D с применением стандартных технологий для основной части территории – Астраханского свода и его северного обрамления. Каракульско-Смушковская зона надвиговых дислокаций в силу сложности своего строения и слабостью изученности в модель не введена (рис. 5).

Результаты 3D моделирования показали, что условия, благоприятные для формирования зон повышенной плотности начальных геологических ресурсов, в нижнедевонских отложениях существовали с позднебашкирского времени. К концу соленакпления две наиболее крупные зоны скоплений углеводородов были сформированы в районе скважины Правобережная-1 и северо-восточнее скважины Девонская-2. С конца триасовой эпохи и до

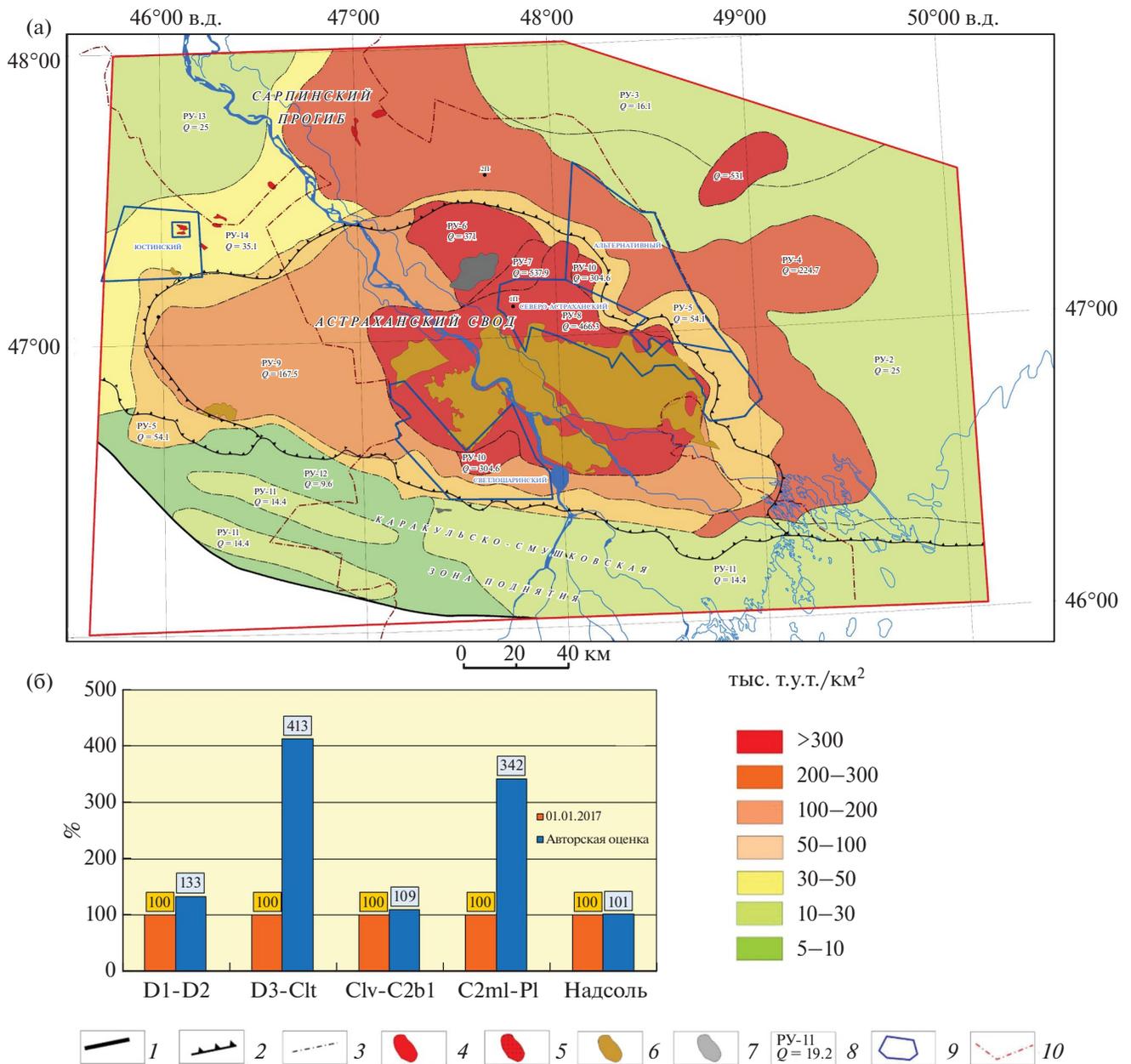


Рис. 5. Схема распределения начальных суммарных геологических ресурсов

(а) – распределение по площади;

(б) – диаграмма сопоставления рассчитанных и балансовых (на дату 01.01.2017 г.) начальных суммарных геологических ресурсов по нефтегазоносным комплексам района исследования.

На шкале: плотность начальных суммарных геологических ресурсов углеводородов (тыс.т.у.т. на км²).

1–2 – границы тектонических структур: 1 – крупнейшей (Центрально-Прикаспийской депрессии и кряжа Карпинского), 2 – крупных (Астраханский свод, Каракульско-Смушковская зона поднятий); 3 – границы расчетных участков; 4–7 – месторождения: 4 – газовые, 5 – нефтегазовые и газонефтяные, 6 – газоконденсатные, 7 – нефтяные; 8 – удельные плотности ресурсов (q – тыс. тонн условного топлива (т.у.т)/км²) на расчетных участках (РУ); 9 – границы лицензионных блоков, 10 – административные границы

предакчагыльского перерыва в осадконакоплении происходит постепенное переформирование этих зон со смещением в плане на северо-восток. Они сохранились до настоящего времени и характеризуются газовым составом залежей (см. рис. 5).

В среднедевонских отложениях процесс аккумуляции углеводородов (УВ) происходил в более позднее время. Формирование первичных месторождения УВ началось с позднебашкирского времени. В настоящее время в этих отложениях

возможно сохранено небольшое месторождение углеводородов в центральной части Астраханского свода северо-западнее скважины Девонская-2. Современные залежи имеют углеводороды газового состава с невысоким содержанием тяжелых углеводородов и присутствием сероводорода (~0.3–5.0 %).

При оценке перспектив ниже-среднедевонского комплекса возникают сложности, связанные с особенностями разнообразия его литологического состава (см. рис. 6).

В северо-западной части исследуемой территории в Сарпинском и Заволжском прогибах ниже-среднедевонский комплекс сложен мощными мелководными осадочными породами терригенного состава. На Астраханском своде данный комплекс представлен маломощными депрессионными терригенными и карбонатными фациями. Южнее, в Каракульско-Смушковской зоне поднятий, мощность комплекса еще более сокращается. Здесь сокращение мощности комплекса определяется эрозионным, а не седиментационным фактором, так как часть ниже-среднедевонских отложений была размыва в результате пред-франской эрозии в конце среднего девона.

Для разработки модели формирования осадочных отложений в раннедевонско–живетском периоде базовым является определение времени начала формирования поднятия Астраханского свода – это будет определять фациальные особенности и состав отложений у его юго-восточного борта. По полученным данным сейсморазведки, территория рассматриваемого палео-свода сохраняла приподнятое положение вплоть до ниже-среднефранского времени.

В верхнедевонских отложениях локализация углеводородов могла произойти в позднекаменноугольное время в центральной и южной частях территории исследования. В настоящее время в пределах Астраханского свода прогнозируется крупное газоконденсатное месторождение с низким конденсатным фактором.

Формирование углеводородного потенциала башкирских отложений обусловлено генерацией углеводородов нефтегазоматеринскими толщами ниже-и верхнедевонского, среднекаменноугольного и нижнепермского возраста. Первичные зоны повышенной плотности свободных углеводородов располагались в северо-восточной части Астраханского свода и сопредельной территории Заволжского прогиба.

К концу позднего триаса Астраханский свод представлял собой единую огромную зону не-

фтегазонакопления. В более поздние эпохи началось переформирование зоны, характеризующееся уменьшением площадей высокой углеводородной насыщенности. Вероятно, это связано с подтоком со стороны Каракульско-Смушковской зоны поднятий с более жестким термобарическим режимом кислых газов поздней генерации – CO_2 и H_2S .

Таким образом, при сохранении повышенной газонасыщенности разреза башкирских отложений качественный состав газов изменялся в сторону уменьшения углеводородной составляющей. В настоящее время зона нефтегазонакопления располагается в границах Астраханского свода с преобладанием высокой газонасыщенности разреза в районе площадей Воложковская и Долгожданная и в восточной части Астраханского свода, граничащей с Заволжским прогибом. Современные залежи имеют газоконденсатный состав со средним и высоким конденсатным фактором и высоким содержанием сероводорода и углекислого газа.

Первичные месторождения углеводородов в верхнекаменноугольно–нижнепермских терригенных отложениях возникли к позднекунгурскому времени. Позже происходило формирование (и переформирование) зоны повышенной плотности суммарных начальных геологических ресурсов углеводородов с их преимущественной локализацией в Заволжском прогибе и на северо-востоке Сарпинского прогиба. Современное положение этой прогнозной зоны углеводородов остается прежним – Заволжский и, частично, Сарпинский прогибы. Предполагается, что фазовый состав современных углеводородов – газоконденсатный с низким конденсатным фактором.

Формирование первичных скоплений в филипповских отложениях согласно результатам 3D моделирования началось в триасе. Основная зона нефтегазонакопления приурочена к территории Астраханского свода, преимущественно в его восточной части. Также возможно формирование зоны повышенной плотности суммарных начальных геологических ресурсов углеводородов в Заволжском прогибе.

В последующие этапы геологического развития, включая современный этап, продолжают процессы формирования, переформирования и расформирования первичных залежей углеводородов. В настоящее время локализация углеводородов происходит в восточной и юго-восточной части Астраханского свода и в Заволжском прогибе. Ожидается, преимущественно, нефтяной и нефтегазоконденсатный состав прогнозных скоплений углеводородов.

Согласно результатам 3D моделирования объем генерированных углеводородов по всем нефтегазоматеринским толщам района работ составил 392.2 млрд. тонн условного топлива (т.у.т.), из них до формирования соленосной покрывки (предкунгурское время) было сгенерировано и потеряно 187.9 млрд. т.у.т.

В посткунгурское время объем генерации составил 204.2 млрд. т.у.т. Объем аккумулированных углеводородов в настоящее время оценивается в 16.5 млрд. т.у.т. Таким образом, начальные суммарные геологические ресурсы углеводородов намного превышают более ранние оценки (~20%), что обеспечено детализацией геолого-геофизического строения разреза осадочного чехла района исследования и частичным учетом автоклавной природы УВС Астраханского свода.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Бассейновое моделирование автоклавных УВС

При создании модели крупных объектов нефтегазонакопления и их ресурсного углеводородного потенциала были учтены только отдельные особенности автоклавной УВС такие, как многофазный характер флюидов, различия в проницаемости терригенных и карбонатных коллекторов и глубоководных отложений, выполняющих роль нефтегазоматеринских свит, а также влияние процессов эрозии на поровые давления.

Другие особенности автоклавной УВС такие, как зависимость положения границ системы от особенностей гидродинамического экранирования нефтегазолокализирующих объектов, растянутость катагенетических трансформаций органического вещества, с помощью стандартных пакетов бассейнового моделирования не воссоздаются.

Оценка распределения ресурсов углеводородов с полным учетом автоклавного характера УВС из-за отсутствия необходимых исходных материалов была выполнена по технологии 2D на модели, составленной по трассе композитного профиля IV+ОМ, проходящего через всю площадь исследования (рис. 6, а).

Северная половина этого профиля пересекала Астраханскую внутривассейновую карбонатную платформу и Заволжский прогиб. Для него с использованием авторской технологии [23] был реконструирован рост соляных структур на этапе накопления надсолевых отложений. Это позволило оценить влияние роста куполов на эволюцию

термобарического режима подсолевых отложений в пределах трех самых крупных перспективных объектов – два объекта расположены на карбонатной платформе, один объект – в Заволжском прогибе.

Распределение давлений в подсолевом комплексе получено с учетом перетока соляных масс на следующих этапах роста куполов, к началу триаса, юры, мела, палеогена, плиоцена. Как можно судить по эпюрам пластовых давлений в подсолевом этаже (одна из них приведена на рисунке 6, б), здесь подтверждается прогнозируемый стагнационный водонапорный режим, который выражается в постоянстве градиента пластового давления.

Следствием такой геофлюидодинамической особенности является подавление оттока продуктов катагенетической флюидогенерации и, следовательно, торможение самого процесса катагенеза. Подобные процессы характеризуют особенности трансформации органического вещества в гидродинамически закрытых УВС, что характерно для глубоководного подсолевого этажа. Скорее всего именно таков механизм отложенного катагенеза в Таримском нефтегазоносном бассейне [39]. На профиль Ершов–Астрахань, который пересекает Астраханский свод в субмеридиональном направлении, указано время фазовых переходов углеводородных флюидов из однофазного состояния в двухфазное (рис. 7).

Тот факт, что этот переход приурочен к интенсивным эрозионным процессам, сопровождающимся резким падением давления, соответствует энергетической природе нефтегазонакопления в автоклавных УВС, а датировка времени этого события свидетельствует о высокой сохранности фазово-обособленных углеводородов, в том числе в пределах Астраханского нефтегазоконденсатного месторождения, поскольку к этому времени мощная изолирующая толща была сформирована.

Нефтегазолокализирующие объекты автоклавной УВС Астраханского свода

Полученные новые данные о строении Астраханского свода дали возможность детализировать геологическую модель его автоклавной УВС (рис. 8). В совокупности 3D и 2D модели позволили:

- выделить кроющие и подстилающие автоклавную УВС толщи;
- уточнить границы Астраханско-Джамбайской зоны нефтегазонакопления;

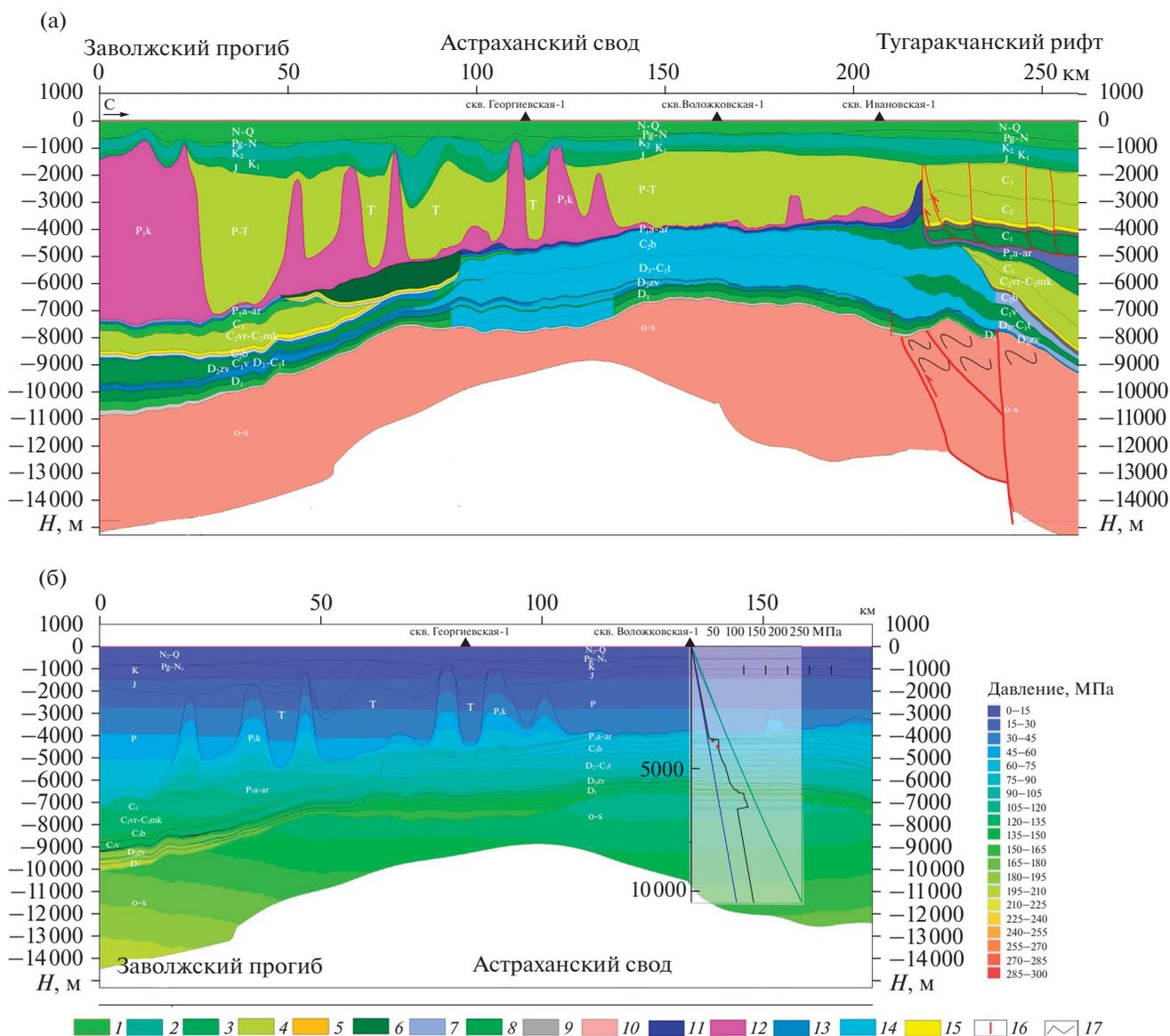


Рис. 6. Современный литолого-фациальный разрез по композитному профилю 18889-IV + PMRSP и распределение порового давления по профилю.

(а) – композитный профиль 18889-IV + PMRSP, положение профиля – см. на рис.4;

(б) – распределение порового давления в разрезе осадочного чехла Астраханско-Джамбайской зоны нефтегазоаккумуляции на современном этапе геологической истории, рассчитанный с учетом эволюции во времени и данных изменения градиентов давлений, полученных в скважине Воложковская-1.

- 1 – глины (70%), песчаники (30%);
- 2 – глины (50%), песчаники (20%), мел (30%);
- 3 – глины (60%), алевролиты (20%); прочие литологические различия (20%);
- 4 – глины (50%), алевролиты (30%), известняки (20%);
- 5 – глины (60%), песчаники (20%), алевролиты (20%);
- 6 – глины (30%), известняки (70%);
- 7 – глины (80%), известняки (20%);
- 8 – глины (60%), известняки (20%), алевролиты (20%);
- 9 – песчаники (20%), глины (80%);
- 10 – глины песчанистые; 11 – доломиты; 12 – каменная соль; 13 – мергель; 14 – известняк;
- 15 – песчаник; 16 – разрывные нарушения; 17 – маркеры

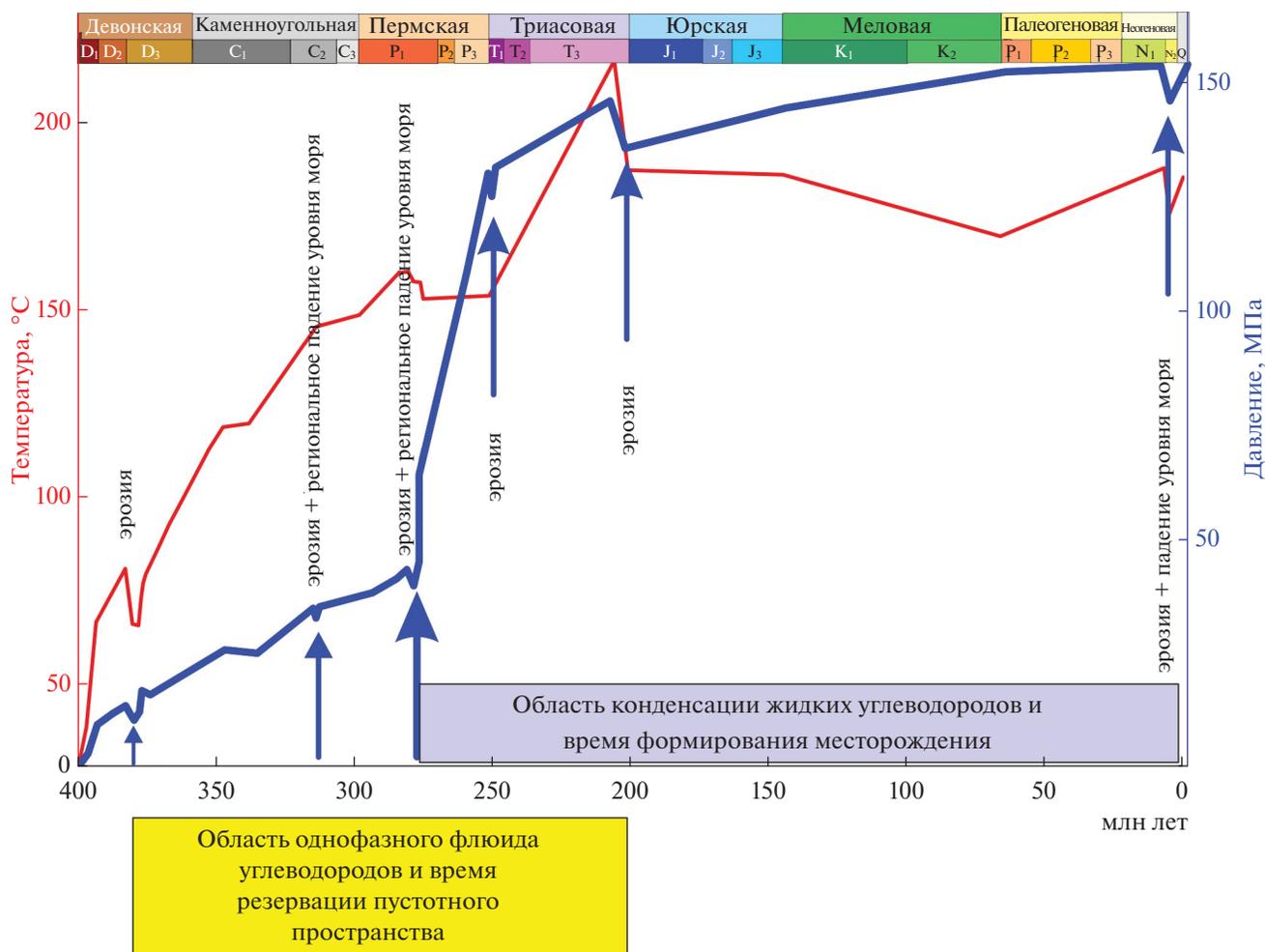


Рис. 7. Влияние термобарических условий на формирование пустотного пространства и заполнения ловушек углеводородов (УВ) для мини-очагов Астраханской внутрибассейновой карбонатной платформы (D₁p–C₂b₁).

– обосновать гипсометрическое положение и гидродинамическую природу ее внутренних элементов – областей минимумов гидродинамических потенциалов (генерационно-аккумуляционных мини-очагов) ранне-среднедевонского, позднедевонско–раннетурнейского и визейско–раннебашкирского возрастов, а внутри последних определить параметры (очертить границы гидродинамического замка и высоту) двух резервуаров Тамбовско-Володарского и Северо-Астраханского.

Исходя из имеющихся данных, выявлены следующие особенности автоклавной УВС Астраханско-Джамбайской зоны нефтегазонакопления (рис. 9):

– сложная конфигурация ее внешней границы обуславливается особенностями регионального (в вертикальном и латеральном направлениях) распространения глубоководных отложений [8];

– в соответствии со стратиграфией структуры в автоклавную УВС входят пять разновременных нефтегазоносных комплексов, каждый из которых имеет свои резервуары и мини-очаги;

– глубоководные отложения, окружающие резервуары, одновременно являются питающей и изолирующей средой, что повышает роль эмиграции углеводородов в формировании ресурсного потенциала мини-очага и заполнении его резервуаров;

– в условиях угнетенности вторичной миграции углеводородов функцию резервации пустотного пространства под их аккумуляцию выполняют газы ранней генерации, независимо от их геохимического состава;

– фазовое обособление углеводородов для Северо-Астраханского резервуара и Тамбовско-Володарского мини-очага начинается после формирования региональных покрывших, что можно

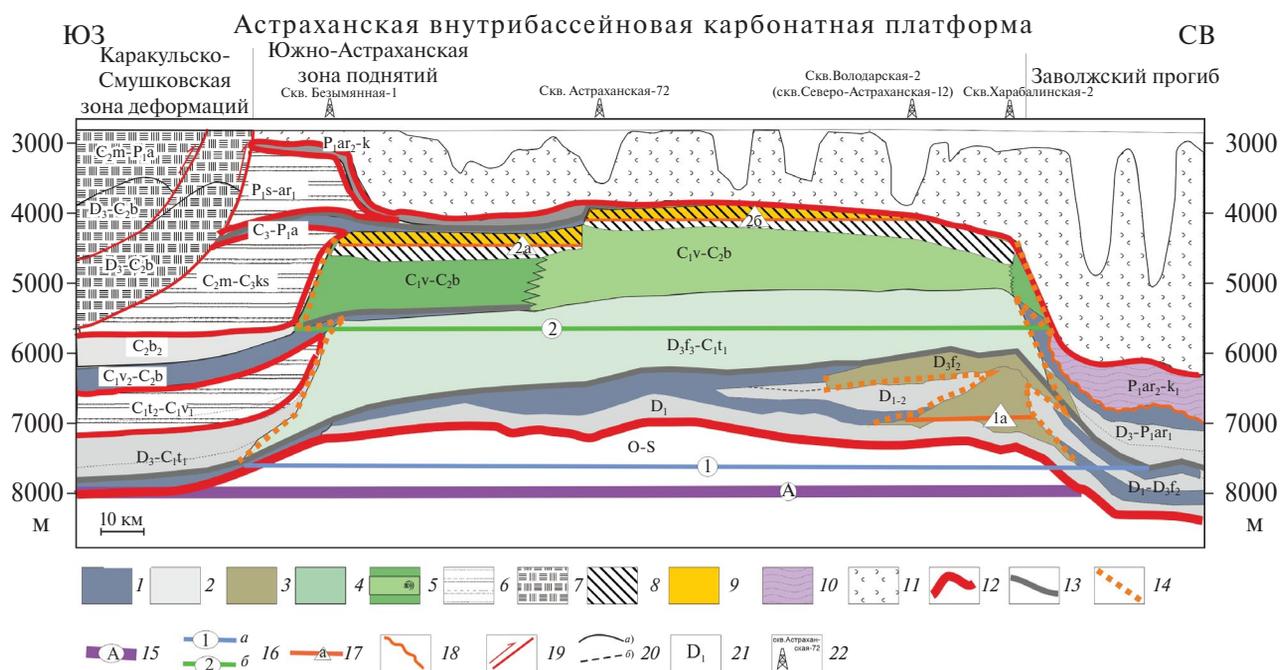


Рис. 8. Сейсмостратиграфическая модель резервуаров Астраханской внутрибассейновой карбонатной платформы. Положение модельного профиля – см. на рис. 4.

- 1 – комплексы с повышенным содержанием органического вещества;
 2 – глубоководные отложения комплекса заполнения глубоководного бассейна (чередование маломощных карбонатно-терригенных и кремнисто-терригенных отложений конденсированных серий и мощных терригенных серий);
 3–5 – мелководные отложения карбонатных платформ: 3 – раннедевонско–среднефранкий;
 4 – девонско–турнейский, 5 – визейско–башкирский: *a* – ундотемы, *б* – клинотемы;
 6 – мелководные терригенные и хемогенные отложения аккумулятивных склонов обрамления глубоководного раннедевонского–позднепермского бассейна;
 7 – деформированные отложения карбона–нижней перми (аллохтон Каракульско–Смушковой зоны);
 8 – дезинтегрированная поверхность карбонатной внутрибассейновой платформы визейско–башкирского возраста;
 9 – залежи углеводородов в дезинтегрированной карбонатной толще раннебашкирского возраста; 10 – толщи верхнеартинско–нижнекунгурского конуса выноса; 11 – пермская эвапоритовая формация; 12 – границы автоклавной системы; 13 – локальные и зональные покрывки;
 14 – границы литолого-фациальных зон и прогнозируемых поисковых объектов, связанных с морфо-структурными элементами в кровле визейско–нижнебашкирской карбонатной платформы и среднедевонского карбонатного массива;
 гидродинамические замки (15–17):
 15 – Астраханско–Джамбайской зоны нефтегазонакопления,
 16 – генерационно-аккумуляционных мини-очагов: *a* – в нижне-среднедевонском нефтегазоносном комплексе, *б* – в визейско–нижнебашкирском нефтегазоносном комплексе Астраханской внутрибассейновой карбонатной платформы,
 17 – резервуаров: 1*a* – Тамбовско–Володарского; 2*a* – Западно-Астраханского; 2*б* – Северо-Астраханского;
 18 – эрозионная поверхность в подошве верхнеартинско–нижнекунгурской толщи конуса выноса; 19 – надвиги;
 20 – сейсмостратиграфические границы: *a* – сейсмокомплексов, *б* – внутри комплексов заполнения глубоководных топодепрессий; 21 – возраст сейсмокомплексов;
 22 – скважины

рассматривать как благоприятный признак сохранности углеводородов на последующих этапах геологической истории вплоть до настоящего времени.

Кроме того, было детализировано строение визейско–нижнебашкирского нефтегазоносного комплекса девонско–раннепермской автоклавной УВС с установленной промышленной про-

дуктивностью и определить границы некоторых из приуроченных к нему ловушек (см. рис. 9, рис. 10).

Внутри него было выделено три сейсмofациальные зоны: ундотема, клинотема и фондотема. В пределах наиболее хорошо изученных первых двух зон (ундотема и клинотема) удалось локализовать самостоятельные ловушки.

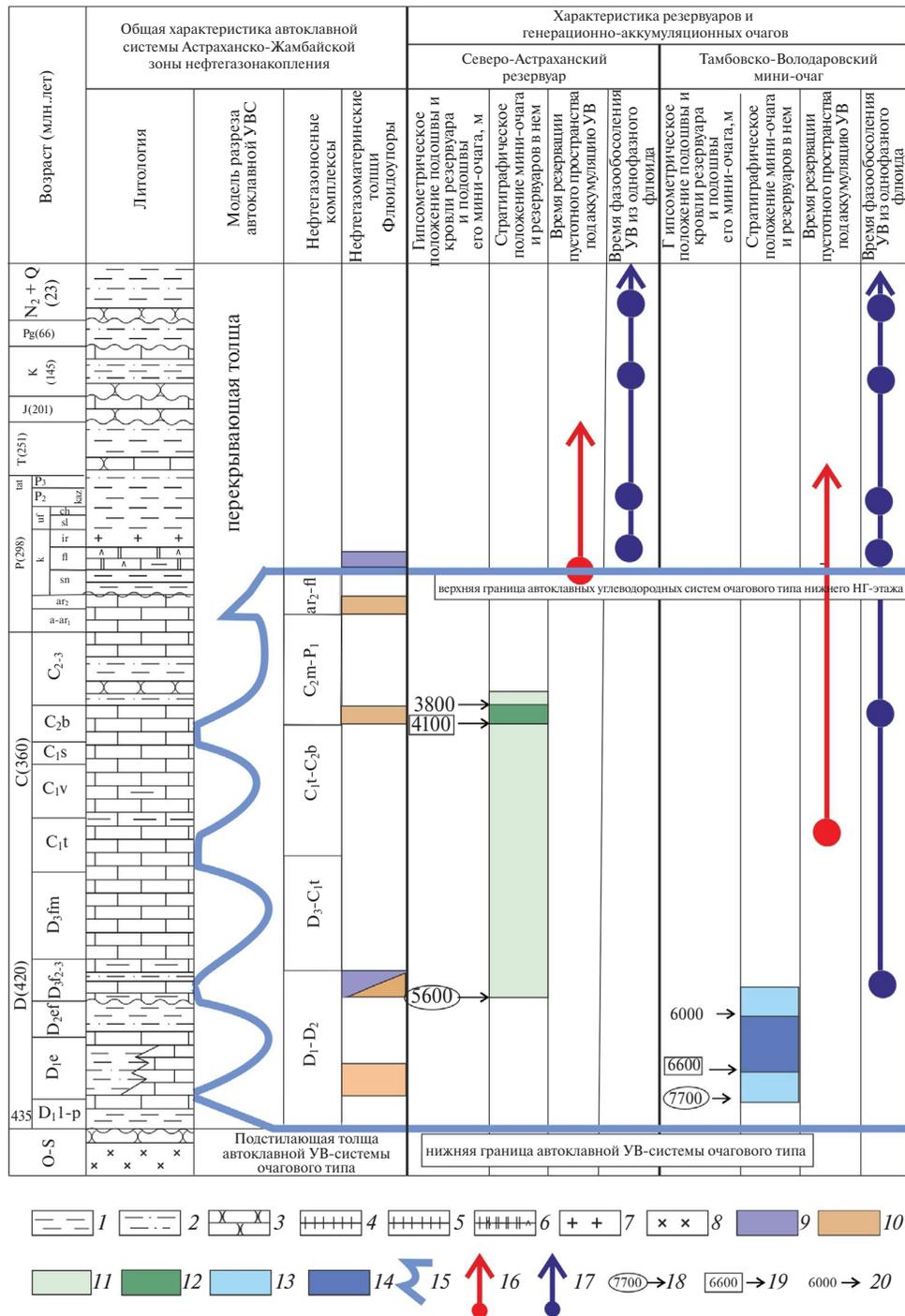


Рис. 9. Сводная таблица морфоструктурных и событийных характеристик автоклавной УВС Астраханско-Джамбайской зоны нефтегазоаккумуляции.

1–8 – литологический состав разреза: 1 – аргиллит, 2 – алевролит, 3 – песчаник, 4 – известняк, 5 – доломит, 6 – глинистый известняк и ангидрит, 7 – соль, 8 – вулканогенно-терригенные породы нижнего палеозоя и консолидированной коры; 9 – региональные и локальные покрывки, 10 – нефтегазоматеринские толщи, 11 – генерационно-аккумуляционные мини-очаги франско-башкирского комплекса; 12–13 – резервуары комплекса: 12 – франско-башкирского, 13 – ниже-среднедевонского; 14 – генерационно-аккумуляционные мини-очаги ниже-среднедевонского комплекса; 15 – граница автоклавной системы; 16 – время резервации пустотного пространства резервуара; 17 – время фазо-обосления свободных углеводородов из однофазного флюида и критические точки формирования месторождения; 18–20 – гипсометрические отметки гидродинамического замка: 18 – мини-очага, 19 – резервуара, 20 – кровля резервуара

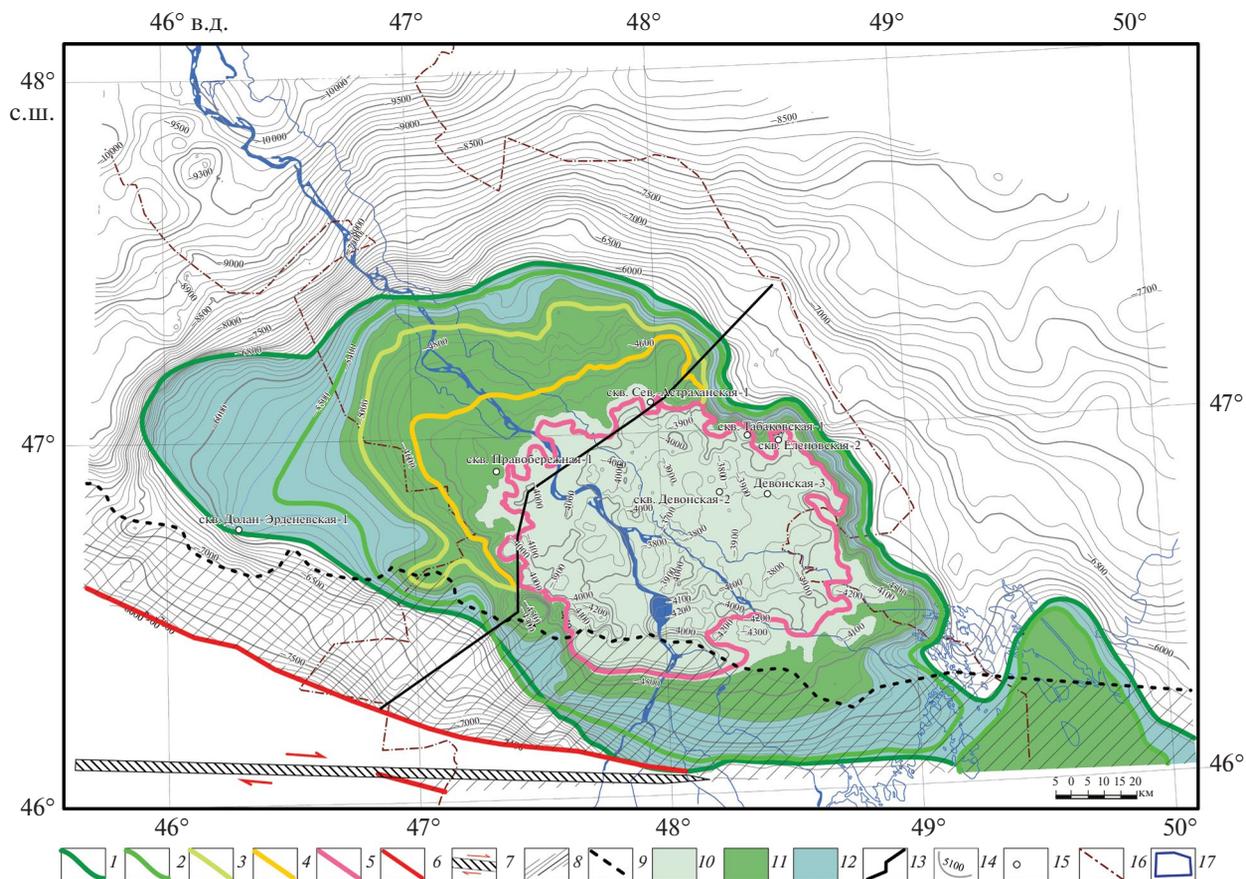


Рис. 10. Схема нефтегазолокализирующих объектов визейско–нижебашкирского нефтегазоносного комплекса Астраханской девонско–раннебашкирской внутрибассейновой карбонатной платформы.

1 – внешний контур девонско–раннебашкирской внутрибассейновой карбонатной платформы; гидродинамические замки (2–5):

2 – визейско–нижебашкирского нефтегазоносного комплекса,

3–4 – литологически экранированной ловушки клинотемы: 3 – нижней, 4 – верхней,

5 – ловушки сводового типа (Северо–Астраханская), приуроченной к дезинтегрированной толще в кровле ундотемы визейско–раннебашкирской карбонатной платформы; 6 – граница крыжа Карпинского; 7 – Южно–Эмбинский сдвиг; 8 – Каракульско–Смушковская зона; 9 – граница Каракульско–Смушковской зоны;

10–12 – литолого–фациальные зоны, связанные с морфоструктурными элементами визейско–раннебашкирской карбонатной платформы: 10 – ундотема; 11 – клинотема; 12 – фондотема; 13 – профили МОГТ (переобработанные);

14 – положение профиля, по которому построена модель визейско–башкирского НГК (см. рис. 8); 15 – изогипсы по ОГ P_2 (кровля карбонатов C_2b); 16 – сверхглубокие скважины;

17 – административные границы

В ундатеме, расположенной в кровельной дезинтегрированной части карбонатной толщи раннебашкирского возраста, сформирована ловушка пластово–сводового типа, содержащая гигантскую Северо–Астраханскую залежь. Части этой залежи на лицензионных участках различных недропользователей числятся как отдельные месторождения под названиями Еленовское, Астраханское, Имашевское, Пойменное, Правобережное.

К западу и юго–западу от Северо–Астраханского месторождения, в пределах клинотемы (в более погруженной части Астраханской внутрибассей-

новой карбонатной платформы), прогнозируются две литологически ограниченные ловушки – одна под сакмаро–ассельской, вторая – под московско–верхнекаменноугольной глинистыми покрывками.

Гидродинамическое экранирование (гидродинамический замок) погруженной ловушки происходит на отметке – 5500 м, более высокой – 4600 м (см. рис. 7, см. рис. 8).

Резервуарами в обеих ловушках служат карбонатные отложения внутрибассейновой платформы, которые в различные периоды геологической истории (средний и поздний карбон) находились

на дневной поверхности, где разрушались под воздействием гипергенеза. В зависимости от времени последующего погружения они перекрывались разновозрастными глинистыми толщами — локальными покрывками. По латерали выветрелые известняки сменяются плотными разностями с пористостью до 3% и отдельными линзами с пористостью 3%–5% [5].

Общая площадь двух прогнозируемых ловушек, связанных с клинотемой, составляет ~5000 км². К настоящему времени на территории верхней ловушки выявлены участки с установленной промышленной нефтегазоносностью.

Значимым результатом проведенных исследований является выделение перспективного на нефть и газ ниже-среднедевонского терригенно-карбонатного этажа. Он отделен от верхнедевонско-нижнепермского нефтегазоносного этажа доминантной глинистой покрывкой среднего франа и характеризуется аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом 2.

Для более высоких горизонтов подсолевого палеозоя коэффициент аномальности пластовых давлений не превышает значений 1.5, для башкирской залежи газа 1.2–1.3. Важно, что из скважины Девонская-2- получен метановый бессернистый газ.

В нижнем-среднем девоне выявлены как структурные ловушки с терригенным разрезом (Еленовско-Шортамбайская), так и массивные (Тамбовский рифогенный массив). Эти ловушки обладают значительными начальными ресурсами, также в них ожидаются значительные запасы углеводородного сырья без существенных примесей сероводорода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных работ обоснованы начальные суммарные геологические ресурсы углеводородов, значительно превышающие более ранние оценки. Такой результат достигнут благодаря детализации геолого-геофизического строения разреза осадочного чехла района исследования и частичному учету автоклавной природы Астраханско-Джамбайской зоны нефтегазоаккумуляции.

Полученные результаты оценки начальных суммарных геологических ресурсов углеводородов рассматриваются как нижний предел ресурсного потенциала Астраханского свода. С учетом прогноза развития в подсоловом комплексе Астраханского свода автоклавной УВС, принимается, что углеводородный потенциал подсолевого этажа Астраханского свода и его окрестностей существенно выше.

В частности, на основе прогноза фазового состояния углеводородов на различные этапы геологической истории показано, что сохранность углеводородов башкирской залежи обеспечивается наступлением фазового обособления углеводородов из однофазного флюида только после того, как система была перекрыта мощной соленосной толщей. Выполнение подобного анализа для других прогнозных объектов пока не представляется возможным из-за отсутствия необходимой достоверной информации.

Важно то, что все выделенные высокоперспективные объекты, которые могут аккумулировать крупные и гигантские скопления углеводородов, по пространственным масштабам намного превышают лицензионные участки. Однако при картировании гидродинамически ограниченных зон нефтегазоаккумуляции и вложенных в них локальных нефтегазоаккумуляционных объектов требуется обобщение в масштабах всего структурного элемента и его окрестностей.

Поэтому для успешной реализации неразведанного углеводородного потенциала Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции необходимо спланировать и выполнить широкомасштабные региональные работы, полностью охватывающее большие территории Астраханского свода и освещающие строение основных потенциально перспективных объектов в нижних структурных этажах и бортовых частях свода.

На сегодня, когда почти вся территория Астраханского свода полностью лицензирована, выполнить такой мультиклиентский проект возможно только силами объединенного консорциума владельцев лицензий и государственных структур, которые должны профинансировать общую работу и являться коллективным пользователем полученных при этом результатов.

Реализация неразведанного углеводородного потенциала Астраханского свода должна стать значимым примером реальных коллективных усилий нефтяных компаний и государства при решении столь сложных и перспективных государственных геологических задач, какой является освоение углеводородных ресурсов глубокопогруженных продуктивных структур Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Вклад авторов. Разработка концепции нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в пределах глубокопогруженных углеводородных систем автоклавного типа, постановка цели и задач

исследования (Ю.А. Волож, Л.А. Абукова); обоснование научной и практической значимости детализации углеводородного потенциала глубокопогруженных отложений Прикаспийской нефтегазоносной провинции (В.В. Рыбальченко); геологическое обоснование формирования ресурсного потенциала Астраханского свода и его окрестностей (Ю.А. Волож, М.П. Антипов и И.А. Титаренко); моделирование геологических процессов формирования ресурсного углеводородного потенциала подсолевого этажа Астраханского свода (О.И. Меркулов, И.А. Титаренко); анализ практических результатов исследования (А.Ю. Комаров, Д.А. Соин).

Авторами рисунков в статье являются: рис. 1 (Ю.А. Волож, М.П. Антипов и И.С. Пати́на); рис. 2 (И.А. Титаренко, О.И. Меркулов, Ю.А. Волож, М.П. Антипов и И.С. Пати́на); рис. 3 (И.А. Титаренко, Ю.А. Волож, М.П. Антипов и И.С. Пати́на); рис. 4 (И.А. Титаренко, Ю.А. Волож, М.П. Антипов и И.С. Пати́на); рис. 5 (О.И. Меркулов и И.А. Титаренко); рис. 6 (И.А. Титаренко и О.И. Меркулов); рис. 7 (О.И. Меркулов, Л.А. Абукова, Ю.А. Волож и М.П. Антипов); рис. 8 (Ю.А. Волож, М.П. Антипов, Л.А. Абукова, И.А. Титаренко и О.И. Меркулов); рис. 9 (Ю.А. Волож, Л.А. Абукова, М.П. Антипов и И.С. Пати́на); рис. 10 (И.А. Титаренко, О.И. Меркулов, Ю.А. Волож, М.П. Антипов, И.С. Пати́на и Л.А. Абукова).

Благодарности. Авторы благодарят редакцию журнала «Геотектоника» в лице главного редактора акад. К.Е. Дегтярева и редактора М.Н. Шуплецову за подготовку и публикацию цикла статей, посвященных обоснованию геофлюидодинамической концепции поисков скоплений углеводородов на больших глубинах земной коры. Авторы признательны рецензенту проф. В.И. Попкову (КубГУ, г. Краснодар, Россия) и анонимному рецензенту за полезные комментарии.

Финансирование. Работы выполнены на счет средств государственного финансирования НИР ГИН РАН и ИПНГ РАН, а также в рамках выполнения НИР по договору с ПАО «Газпром».

Конфликт интересов. Авторы заявляют, что не имеют конфликта интересов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абукова Л.А. Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазоаккумуляции. – В сб.: *Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности*. – Под ред. А.Н. Дмитриевского – М.: ГЕОС, 2002. С. 78–85.
2. 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.
3. Абукова Л.А., Волож Ю.А. Флюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазоаккумуляции осадочных бассейнов // *Геология и геофизика*. 2021. Т. 62. № 8. С. 1069–1080.
4. Антипов М.П., Варшавская И.Е., Волож Ю.А., Гарагаши Ю.А. Патент RU 2 536 072 МПК G01V 9/00(2006.01) 2012 г. «Способ прогнозирования нефтегазовых месторождений». – Патентозаявитель и обладатель – ГИН РАН. – М.: 2012.
5. 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).
6. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность. – Под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны – М.: Научный мир, 2008. 221 с.
7. Бродский А.Я., Воронин Н.И., Миталев И.А. Модель глубинного строения зоны сочленения кряжа Карпинского и Астраханского свода // *Отечественная геология*. 1994. № 4. С. 50–53.
8. Волож Ю.А., Абукова Л.А., Антипов М.П., Пати́на И.С., Гарагаши И.А., Навроцкий О.К., Соин Д.А., Сулов А.А., Гумерова Р.Р. Углеводородные системы автоклавного типа Прикаспийской нефтегазоносной провинции (Россия): условия формирования на больших глубинах // *Геотектоника*. 2022. № 6. С. 59–77.
9. Волож Ю.А., Абукова Л.А., Орешкин И.В., Хафизов С.Ф., Антипов М.П. Возможные механизмы раннего нефтегазоаккумуляции в автоклавной углеводородной системе Прикаспийской нефтегазоносной провинции // *Нефтяное хозяйство*. 2023. № 5. С. 8–13.
10. Волож Ю.А., Антипов М.П., Леонов Ю.Г., Морозов А.Ф., Юров Ю.А. Строение Кряжа Карпинского // *Геотектоника*. 1999. № 1. С. 28–43.
11. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Быкадоров И.В., Парасына В.С., Постникова И.С., Сапожников Р.Б., Хераскова Т.Н. Нефтегазоперспективные объекты палеозойского подсолевого разреза Прикаспийской впадины // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2019. № 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2019/39_2019.html; Doi: https://doi.org/10.17353/2070-5379/39_2019
12. 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.
13. Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Милетенко Н.В., Петров Е.И. Освоение ресурсов нефти из глубоких горизонтов традиционных регионов нефтедобычи // *Геология нефти и газа*. 2021. № 6. С. 7–21.
14. Исканиев 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.

15. *Застрожнов А.С., Алексеев А.С., Зайцева Е.Л., Кононова Л.И., Гатовский Ю.А.* Новые местные стратиграфические подразделения девона и карбона Астраханского свода (Юго-Запад Прикаспийской впадины) // Бюлл. МОИП. Отд. Геол. 2019. Т.94. Вып.5–6. С. 3–20.
16. *Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В.* Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // Вестн. РАН. 2019. Т.89. № 11. С. 1095–1104.
17. *Косенкова Н.Н., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.* Обзор современных представлений о процессах формирования залежей углеводородов на больших глубинах // Нефтяное хозяйство. 2022. № 6. С. 6–12.
18. *Лопатин Н.В.* Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика. 2006. № 3. С. 101–120.
19. *Мастепанов А.М.* Энергетический переход как новый вызов мировой нефтегазовой отрасли // Энергетическая политика. 2019. № 2. С. 62–69.
20. *Меркулов О.И., Сизинцев В.В., Зинченко И.А.* Перспективы наращивания сырьевой базы углеводородов Волго-Уральской, Прикаспийской и Северо-Кавказской нефтегазоносных провинций // Минеральные ресурсы России. 2020. № 2. С. 9–19.
21. *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.
22. *Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность.* – Под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны – М.: Научный мир, 2013. 261 с.
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. *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.
25. *Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч.* Геофизические и литолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности глубоководных и шельфовых бассейнов российской Восточной Арктики // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т.13. Doi: https://doi.org/10.17353/2070-5379/17_2018
26. *Пыхалов В. В.* Определение новых нефтегазоперспективных направлений на основе геологической модели Астраханского свода. – Автореф. дис. ... д.г.-м.н. – М.:ИПНГ РАН, 2015. 35 с.
27. *Рабкин Ф.С., Абалгалиев 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.
28. *Сегалович В.И., Волож Ю.А., Антипов М.П., Васильев О.А.* Природа Северо-Каспийской гравитационной аномалии // Геотектоника. 2007. №3. С. 30–45.
29. *Соборнов К.О.* Перспективные направления поисков нефти и газа в России в контексте мировых трендов в геологоразведке // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Т.11. № 1. Doi: https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2016
30. *Соколов А.В.* О первоочередных мерах повышения инвестиционной привлекательности нефтепоисковых работ в условиях энергоперехода // Георесурсы. 2021. Т.23. №3. С. 32–35. Doi: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.5>
31. *Ступакова А.В., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Санникова И.А., Агашева М.А., Катков Д.А., Пушкарева Д.А., Карнов Ю.А.* Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа // Вести газовой науки. 2016. Т.28. № 4. С. 154–164.
32. *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.
33. *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. Doi: <https://doi.org/10.31857/S0016853X20050057>
34. *Cao B., Bai G., Wang Y.* More attention recommended for global deep reservoirs // Oil and Gas Journal (OGJ). 2013. Vol. 111. No. 9. P. 78–85.
35. *Guo X., Hu D., Li Y., Duan J., Zhang X., Fan X., Duan H., Li W.* Theoretical progress and key technologies of onshore ultra-deep oil/gas exploration // Engineering. 2019. No. 5. С. 458–470.
36. *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.
37. *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. Doi: <https://doi.org/10.1029/2010WR00934P6>
38. *Li W., Yu Z., Wang X., Yu Zh., Lu X., Feng Q.* Formation mechanisms of deep and ultra-deep over pressure cap-rocks and their relationships with super-large gas fields in the petroliferous basins of China // Natur. Gas Industry. 2020. No. 7. P. 443–452.
39. *Pang X.-Q., Jia C.-Z., Wang W.-Y.* Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins // Petrol. Sci. 2015. Vol. 12. P. 1–53. Doi: <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. Doi: <https://doi.org/10.5194/essd-12-577-2020>

Geology and Hydrocarbon Potential of the Subsalt Deposits of the Astrakhan Arch in the Caspian Petroleum Province: Results of Comprehensive Study

Yu. A. Volozh^a, L. A. Abukova^{b, *}, M. P. Antipov^a, A. Yu. Komarov^c, O. I. Merkulov^d, I. S. Patina^a,
V. V. Rybalchenko^f, D. A. Soin^g, I. A. Titarenko^d

^aGeological Institute, Russian Academy of Sciences, bld. 7, Pyzhevsky per., 119017 Moscow, Russia

^bOil and Gas Research Institute RAS (OGRI RAS), bld. 3, Gubkina str., 119333 Moscow, Russia

^cLLC "Gazprom-Dobycha-Astrakhan", bld. 30, Lenin str., 414000 Astrakhan, Astrakhan Region, Russia

^dPJSC "Nizhne-Volzhsy Research Institute of Geology and Geophysics", bld. 70, Moscovskaya str., 410012 Saratov, Russia

^fPJSC "Gazprom", bld. 2, Lakhtinsky prosp., m.o. Lakhta-Olgino, 197229 Saint Petersburg, Russia

^gPJSC "Gazprom VNIIGAZ", bld. 15, Proektiruemy pr. No. 5537, Settlement Razvilka, Lenin District,

Moscow Region, 142717, Russia

*e-mail: abukova@ipng.ru

The article summarizes the results of the authors' work on the comprehensive substantiation of the geological, tectonic, and geofluid-dynamic conditions for generating and accumulation of hydrocarbons in the subsalt floor of the Astrakhan Arch inside the Caspian oil and gas Province.

We analyzed a significant amount of archival geological and geophysical data and materials such as (i) an array of regional seismic profiles; (ii) gravity and magnetic exploration data of different scales; (iii) results of deep drilling.

Specific seismic geological bodies that are capable of serving as oil and gas reservoirs have been identified. For the first time in creating the geological model of the Astrakhan Arch, its location within the autoclave hydrocarbon system of the subsalt floor of the Central subprovince of the Caspian oil and gas Province (within the Astrakhan-Jambay oil and gas accumulation zone) has been taken into account. This allowed the authors to substantiate the geofluid dynamic nature of the number of large non-structural-type oil and gas reservoirs boundaries. It is opening up new possibilities for predicting oil and gas fields, including those with low sulfur content. Several generation-accumulation mini-hotbeds have been identified on the Astrakhan Arch, and in three of them - reservoirs with increased probability of discovering oil and gas fields. The main result of the study is the refinement of the initial total geological resources of hydrocarbons of the Astrakhan Arch and adjacent areas.

Keywords: geology, tectonics, geofluidodynamic concept of hydrocarbon prospecting, Astrakhan arch, hydrocarbons, oil, gas, classical and autoclave hydrocarbon systems, non-structural traps