

УДК: 553.98;551.734/735.1(470.46)

## УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ АСТРАХАНСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

© Ю. А. Волож<sup>1,\*</sup>, Г. Н. Гогоненков<sup>2</sup>, С. В. Делия<sup>3</sup>, О. А. Корчагин<sup>4</sup>,  
А. Ю. Комаров<sup>5</sup>, В. В. Рыбальченко<sup>6</sup>, М. А. Сибилев<sup>7</sup>, В. П. Стенин<sup>8</sup>,  
В. В. Пыхалов<sup>9</sup>, И. А. Титаренко<sup>10</sup>, А. К. Токман<sup>11</sup>

<sup>1</sup>Геологический институт РАН, 119017, Москва, Пыжевский пер., д. 7

<sup>2</sup>Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт  
(ВНИГНИ), 105118, Москва, Шоссе Энтузиастов, д. 36

<sup>3</sup>ООО “Ритэк” ПАО “ЛУКОЙЛ”, 115035, Москва, Б. Ордынка, д. 3

<sup>4</sup>ПАО “Росгеология”, 117246, Москва, Херсонская ул., д. 43

<sup>5</sup>ООО “Газпром добыча Астрахань”, 414000, Астрахань, ул. Ленина, д. 30

<sup>6</sup>ПАО “Газпром”, 117997, ул. Наметкина, д. 16

<sup>7</sup>ПАО “Лукойл”, 101000, Москва, Сретенский б/р, д. 11

<sup>8</sup>АО “Астран”, 414014, Астрахань, просп. Губернатора Анатолия Гужвина, д. 6

<sup>9</sup>ООО “Октопус”, 414014, Астрахань, просп. Губернатора Анатолия Гужвина, д. 10

<sup>10</sup>Нишне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики  
(АО “НВНИИГГ”), 413503, Саратов, ул. Московская, д. 70

<sup>11</sup>ООО “Астраханская Нефтяная Компания” – АО МХК “ЕвроХим”,  
115054, Москва, ул. Дубининская, д. 53

\*e.mail: yvolozh@yandex.ru

Поступила в редакцию 13.11.2018 г.; после исправления 17.01.2019 г.; принята в печать 28.01.2019 г.

Мировой опыт нефтепоисковых работ последнего десятилетия и открытие месторождений Тупи в Бразилии и Тайбер в акватории Мексиканского залива показал существование гигантских месторождений нефти в условиях аномальных давлений на глубинах 10 км и более. До настоящего времени возможность обнаружения крупных скоплений нефти на больших глубинах считалось теоретически невозможным. В работе предлагается рассматривать поиск гигантских скоплений нефти на больших глубинах (6–10 км) в качестве одного из актуальных направлений геологоразведки на территории Российской Федерации и стран Еразийского экономического союза. Первоочередными объектами поисковых работ, связанными с выявлением залежей нефти и газа на больших глубинах, рассматриваются глубокие горизонты осадочного чехла Прикаспийской впадины, подсолевая гидросистема которых повсеместно обладает аномальными высокими давлениями. Наибольшие перспективы обнаружения гигантских скоплений нефти связываются с изучением глубокопогруженных залежей в Астраханской зоне нефтегазонакопления. Показано, что поиски и обнаружение гигантских скоплений нефти на больших глубинах требует особых условий ведения геологоразведочных работ.

**Ключевые слова:** Прикаспийская впадина, Астраханский свод, кряж Карпинского, месторождения углеводородов, глубокие горизонты, нефтегазоносные провинции, карбонатная платформа, аномальное пластовое давление

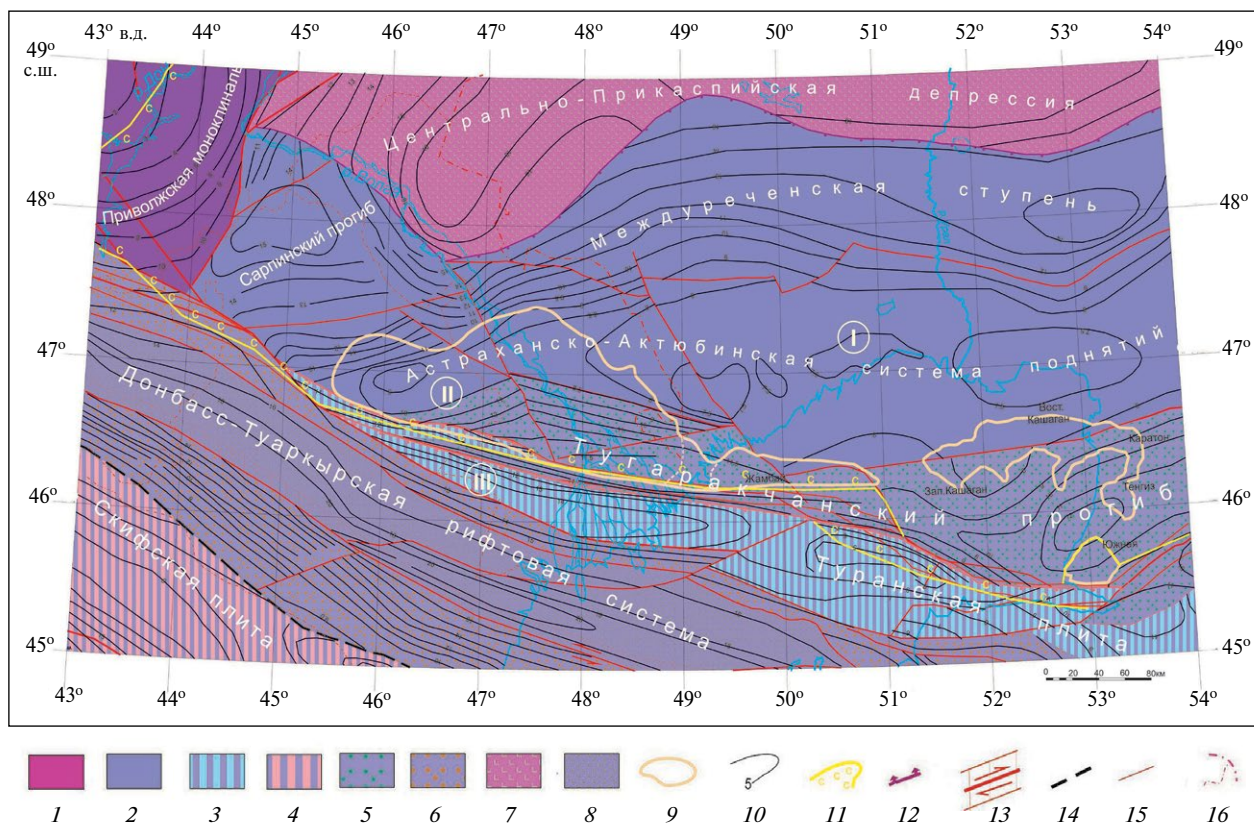
**DOI:** <https://doi.org/10.31857/S0016-853X201933-23>

### ВВЕДЕНИЕ

Будущее нефтегазовой отрасли связано с освоением месторождений с труднодоступными ресурсами, и период легкодоступных углеводородов остался в прошлом. Термин труднодоступные ресурсы углеводородов как экономическое понятие объединяет широкий круг источников углеводородного сырья, извлечение которого из недр тре-

бует больших финансовых затрат. В эту категорию попадают:

- месторождения природного битума, сверхтяжелой и тяжелой нефти, высоковязкой и трудноизвлекаемой нефти, сланцевой нефти, матричной нефти, горючих сланцев, газов угольных месторождений, сланцевого газа, газогидратов;



**Рис. 1.** Тектоническая схема юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции и северо-западной части Предкавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции (по [1] с изменениями и дополнениями).

Обозначены (цифры в кружках): I – Гурьевско-Октябрьский свод; II – Юстинско-Астраханский выступ; III – Каракульско-Смушковская зона.

I–6 – консолидированная кора Евразийской плиты: 1 – блоки дорифейской консолидации; 2–6 – блоки допалеозойской (кадомской) консолидации: 2 – не переработанные, 3 – переработанные в раннем палеозое (кембрий-силур) (фундамент западной части Туранской плиты), 4 – переработанные в позднем палеозое (поздний девон-ранний карбон) (фундамент Скифской плиты); 5 – с редуцированной корой в результате раннепалеозойского рифтогенеза (Тугаракчанский рифт); 6 – с редуцированной корой в результате позднедевонского рифтогенеза (Донбасс-Туаркырский рифт), 7–8 переходная кора деструктивного типа: 7 – дорифейского возраста Центрально-Прикаспийской депрессии, 8 – допалеозойского возраста Туаркырского прогиба; 9 – контуры внутривассейновых карбонатных платформ верхнедевонского-башкирского возраста; 10 – изолинии поверхности фундамента, км; 11 – граница Прикаспийской нефтегазоносной провинции; 12 – граница тыловых коровых деформаций коллизионного складчатого пояса кадомид; 13 – трансконтинентальные постколлизионные сдвиги, 14 – трансформный разлом; 15 – прочие разломы; 16 – административные границы

- месторождения, расположенные в труднодоступных для освоения регионах, таких как Арктика и Антарктика, а также

- месторождения больших глубин [5].

При освоении месторождений больших глубин, кроме ряда нерешенных теоретических проблем нефтегенеза, приоритетное значение приобретают проблемы геолого-экономические и технологические. Технологические проблемы – это высокие температуры (до 280°C), а для месторождений нефти – еще и обязательно аномально высокие давления ( $k > 2$ ). Геолого-экономические проблемы – это прогнозный ресурсный потенциал региона, величина запасов возможных месторождений и дебит эксплуатационных скважин.

При обсуждении заявленной темы статьи ниже обсуждаются в основном проблемы геолого-экономического характера. Из вопросов, касающихся теоретических проблем нефтегенеза, отметим только то, что мировое научное сообщество среди других перспективных нефтегазоносных провинций мира, неосвоенные ресурсы которых связаны с глубокими горизонтами, выделяет нефтегазоносные провинции (НГП), чей осадочный чехол сложен преимущественно или целиком кайнозойскими отложениями, а среди более древних нефтегазоносных провинций (с осадочным чехлом мезозойского и палеозойского возраста), те из них, которые генетически связаны с солеродными бассейнами.

В числе древних нефтегазоносных провинций, в разрезе осадочного чехла которых присутствуют соленосные толщи, особо выделяют Прикаспийскую нефтегазоносную провинцию (рис. 1).

Прикаспийская нефтегазоносная провинция занимает площадь свыше 500 тыс км<sup>2</sup>. Мощность ее осадочного чехла свыше 20 км. Первичная седиментационная мощность пермской соленосной толщи свыше 4.5 км. Мощность подсолевого геодинамического сейсмокомплекса более 13 км, мощность его верхнего девонско-артинского сейсмогеологического этажа, представленного отложениями, накопившимися в условиях морфологически выраженной некомпенсированной осадками тектонической глубоководной котловины, составляет 4–8 км, глубина котловины последовательно увеличивается и достигла к концу следующих веков:

- фаменского 800 м,
- башкирского 1300 м,
- артинского 2500 м.

Методика и технология геологоразведочных работ в Прикаспийской нефтегазоносной провинции были ориентированы на поиски месторождений нефти и газа в отложениях, залегающих на глубинах до 5–6 км. В этом интервале глубин открыто 5 гигантских месторождений углеводородов с уникальным геологическим строением: Тенгиз, Карачаганак, Кашаган, Астраханское, Оренбургское, разведанные запасы, которых в совокупности составляют 9.3 млрд тонн нефти и 9.1 трлн кубических метров газа. Все перечисленные уникальные и гигантские месторождения связаны исключительно с подсолевым комплексом и сосредоточены в ловушках массивного типа седиментационно-эрозионной природы – это внутривассейновые карбонатные платформы [1].

В 2000 г. в рамках программы Президиума РАН “Глубокая нефть” в лаборатории сравнительного анализа осадочных бассейнов Геологического института РАН под руководством Ю.Г. Леонова были выполнены работы по оценке ресурсного потенциала Каспийского региона. В задачи этих исследований входили:

- создание стратиграфически полноопределенной геолого-геофизической 3D модели, являющейся также сеймостратиграфической 4D моделью земной коры Каспийского региона масштаба 1:2 500 000 км;
- оценка на основе созданных моделей потенциальных ресурсов (Д-1 и С-3) районов, расположенных в пределах промышленно освоенных (старых) нефтегазоносных провинций бывшего СССР – Прикаспийской, Предкавказско-Мангышлакской и Южно-Каспийской.

Сеймостратиграфическая 4D модель Каспийского региона была создана научными сотрудниками лаборатории сравнительного анализа осадочных бассейнов Геологического института РАН М.П. Антиповым, В.А. Быкадоро-

вым, Ю.А. Воложем, Е.Е. Куриной, Н.П. Чамовым под руководством академика Ю.Г. Леонова, величина ресурсного потенциала Каспийского региона оценена с применением программного комплекса TEMISPAK (Veicip-Franlab Headquarters, Paris, France) [22] специалистами Е.В. Постновой, О.В. Меркуловым Нижне-Волжского научно-исследовательского института геологии и геофизики. Оценка показала, что потенциал Прикаспийской нефтегазовой провинции составляет до 70 млрд т нефтяного эквивалента (н.э.) начальных ресурсов. Кроме того было показано, что поведение кривой распределения месторождений различной размерности допускает, с учетом величины ресурсов наиболее крупного из открытых месторождений – Кашагана, вероятность открытия в пределах провинции, дополнительно к уже имеющимся, еще около двадцати крупных, гигантских и уникальных по запасам месторождений, в их числе:

- одно уникальное, соизмеримое с Астраханским месторождением;
- четыре гигантских, соразмерных с такими месторождениями как Карачаганак и Тенгиз;
- более полутора десятков крупных с запасами от 100 до 300 млн тонн н.э. [6].

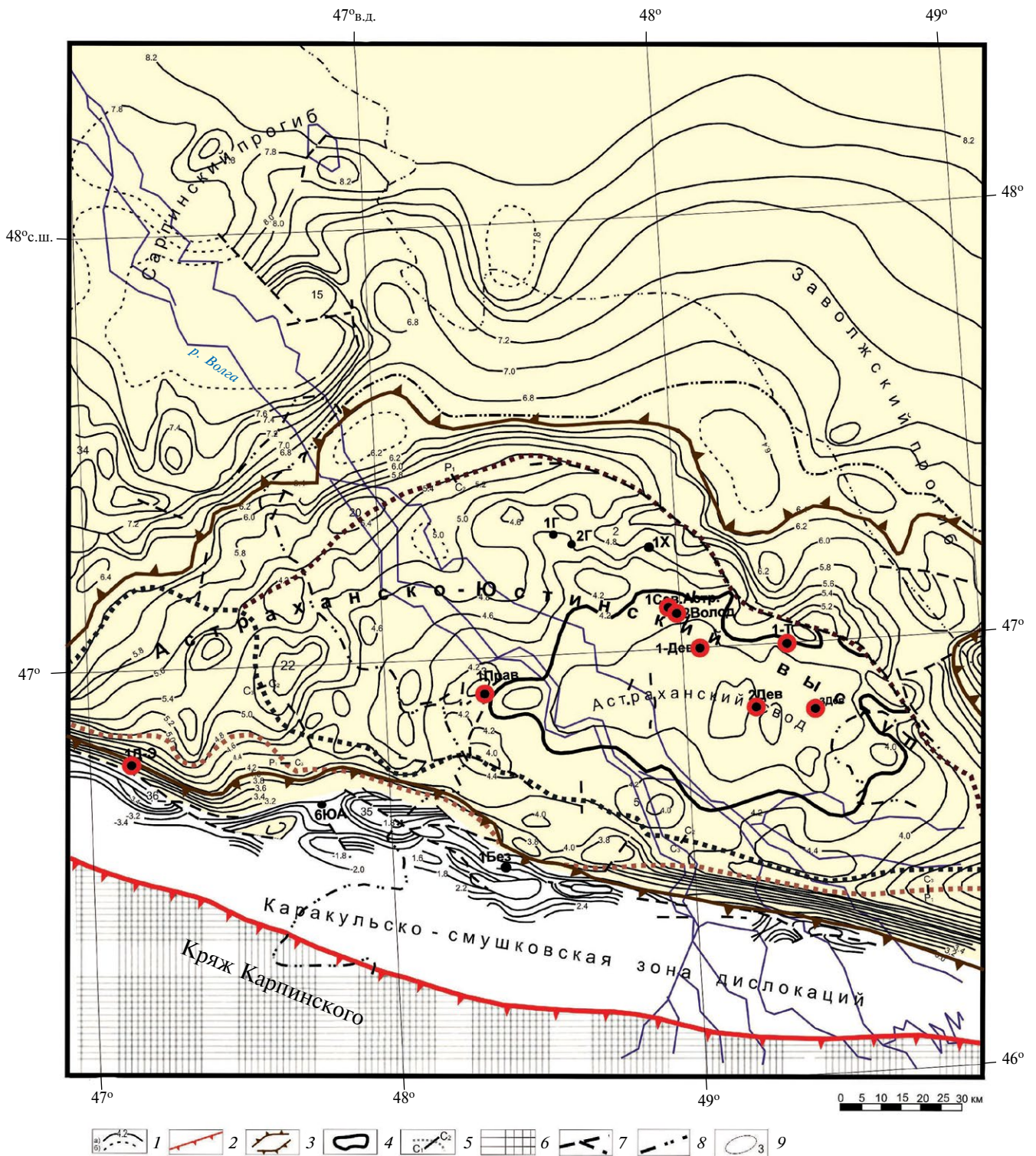
При современных ценах на углеводородное сырье (от 40–50 долларов США за баррель) все ловушки, которые способны аккумулировать скопления углеводородов с извлекаемыми запасами свыше 300 млн тонн н.э., при дебите скважин более 300 т/сут будут экономически рентабельными на глубинах свыше 7 км [7]. По аналогии с изученными месторождениями малых и средних глубин, предполагается, что все прогнозируемые уникальные и гигантские месторождения должны быть связаны с ловушками седиментационной природы. На сверхбольших глубинах это подводные конуса выноса обломочного материала, расположенные в пределах Центрально-Прикаспийской нефтегазоносной области. На больших глубинах в пределах Астраханско-Тенгизской, входящей в структуру Центрально-Прикаспийской нефтегазоносной области, помимо конусов выноса, перспективны крупные внутривассейновые карбонатные платформы [1, 12, 14, 16, 18].

#### ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ АСТРАХАНСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ И РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Астраханская зона нефтегазонакопления выделяется по отложениям подсолевого комплекса. Она расположена в западной части Астраханско-Жамбайского нефтегазоносного района, в пределах одной из наиболее продуктивной Астраханско-Тенгизской нефтегазоносной области – Прикаспийской провинции [1, 7].

В рельефе кровли подсолевых отложений Астраханской зоны нефтегазонакопления соответствует

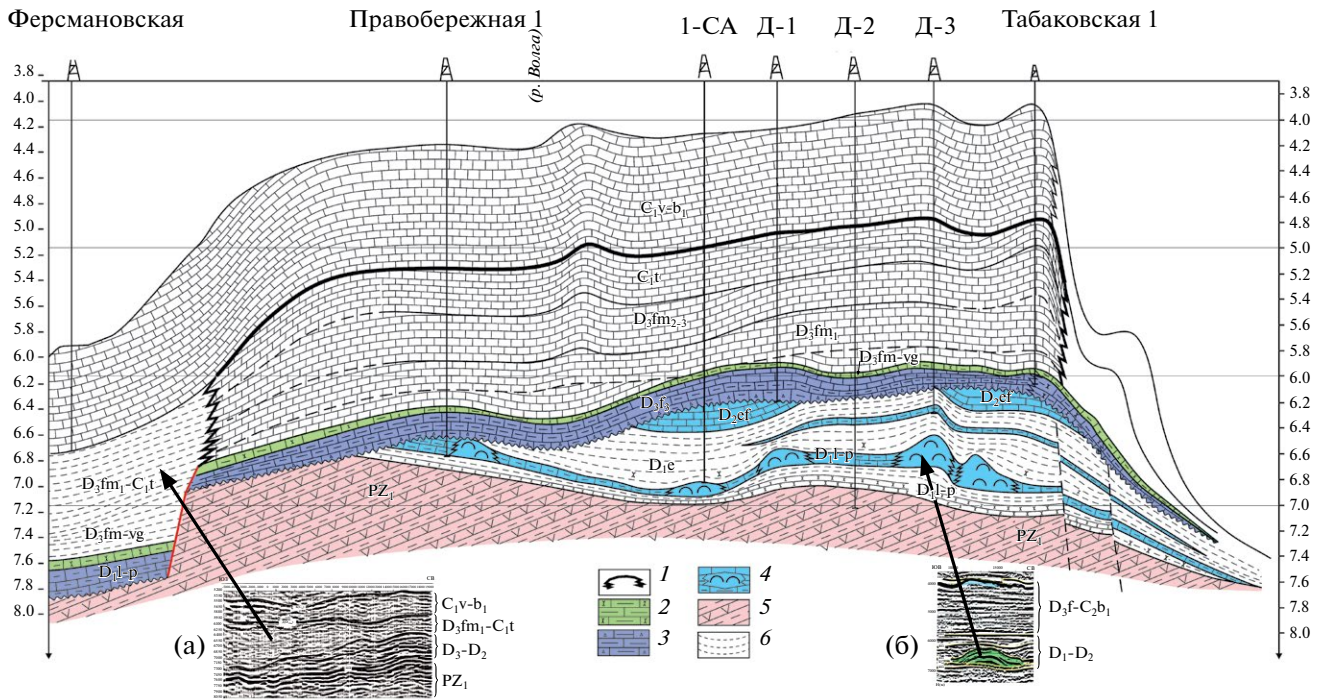




**Рис. 2.** Структурная карта по кровле подсолевых отложений (сейсмический горизонт  $P_1$ ).

1 – изогипсы сейсмического горизонта  $P_1$ , км: а – основные через 0.2 км; б – промежуточные; 2 – южная граница Прикаспийской нефтегазоносной провинции; 3 – граница Юстинско-Астраханского выступа по кровле подсолевого комплекса (горизонта  $P_1$ ); 4 – граница Астраханского свода по горизонту  $P_1$ ; 5 – границы областей с различной стратиграфической приуроченностью на уровне горизонта  $P_1$ ; 6 – палеозойский складчатый комплекс кряжа Карпинского; 7 – разрывные нарушения; 8 – административные границы; 9 – локальные структуры под номерами: 2 – Харабалинская, 3 – Нежданная, 4 – Долгожданная, 5 – Апрельская, 6 – Владимировская, 15 – Верблюжья, 20 – Енотаевская, 22 – Полынная, 34 – Раздольная, 36 – Каракульская





**Рис. 3.** Сейсмогеологическая модель подсолевого разреза Астраханского свода. (а), (б) – фрагменты сейсмических профилей.

1 – покровная толща  $D_3fm$ ; 2,3 – покровная толща  $D_3f_3$ ; 4 – карбонатные фации  $D_1-D_2$ ; 5 – додевонская толща; 6 – терригенная толща  $D_1$

Юстинско-Астраханский выступ (положительная структура) – одно из крупнейших подсолевых поднятий, выявленное в границах Прикаспийской солянокупольной области [1]. Выступ имеет форму равнобедренного треугольника общей площадью около 18 тыс км<sup>2</sup> (300x120 км). На большей части этой площади (около 10 тыс. км<sup>2</sup>) соленосные отложения залегают непосредственно на визейско-башкирских карбонатных отложениях, из которых порядка 5 тыс км<sup>2</sup> – это Астраханский свод, ограниченный изогипсой 4.2 км, оно же одноименное уникальное газоконденсатное месторождение (рис. 2). На северо-западе от Юстинско-Астраханского выступа располагается Сарпинский прогиб, на северо-востоке находится Заволжский прогиб, на юге расположен кряж Карпинского. От кряжа Юстинско-Астраханский выступ отделяется системой надвигов и флексур Каракульско-Смушковой зоны дислокаций.

Расположенный в пределах Астраханской зоны нефтегазонакопления Астраханский карбонатный массив, является объектом нефтепоисковых работ более 30 лет. В первое десятилетие здесь основным объектом поисков были башкирские отложения среднего карбона, залегающие на глубинах от 4 до 5 км. Эти работы завершились открытием гигантского газоконденсатного месторождения, площадь которого по замкнутой изогипсе минус 4.2 км составляет порядка 5 тыс км<sup>2</sup>, приуроченного к кровле Астраханского карбонатного

массива (ядро Астраханско-Юстинского выступа), сложенного карбонатным комплексом девонско-башкирского возраста. Начиная с середины 90-х годов, в поиски были включены более глубокие горизонты Астраханского карбонатного массива – его девонские отложения. Их изучение было начато с бурения глубоких (6–7км) параметрических скважин. К настоящему времени в пределах Астраханского карбонатного массива пробурено восемь параметрических скважин:

2 – Володарская, 1 – Табаковская, 1 – Северо-Астраханская, 1 – Девоная, 2 – Девоная, 3 – Девоная, 1 – Правобережная, и 1 – Долан-Эрденевская (см. рис. 2).

Новые работы пока не привели к крупным открытиям. Более того, многие исследователи рассматривают полученные результаты, как веский аргумент для полного прекращения дальнейших поисков, с чем трудно согласиться. В соответствии со схемой тектонического районирования юго-западной части Прикаспийской и северо-западной части Предкавказско-Мангышлакской нефтегазоносных провинций (см. рис. 1), находящийся в пределах Юстинско-Астраханского выступа Астраханский карбонатный массив является элементом единой системы карбонатных массивов, которая включает расположенные восточнее Кашаганский, Каратонский, Тенгизский и Южный массивы. Генетически каждый такой массив является изолированной внутрибассейно-

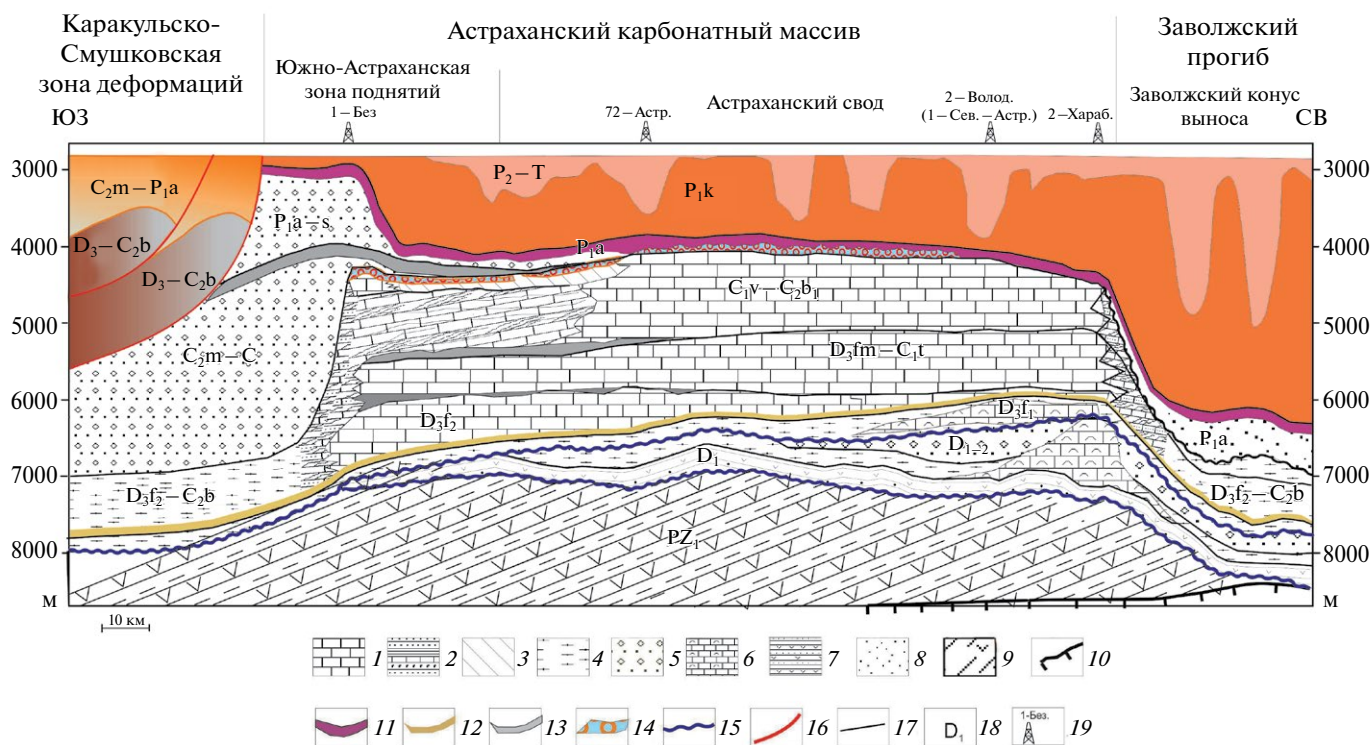


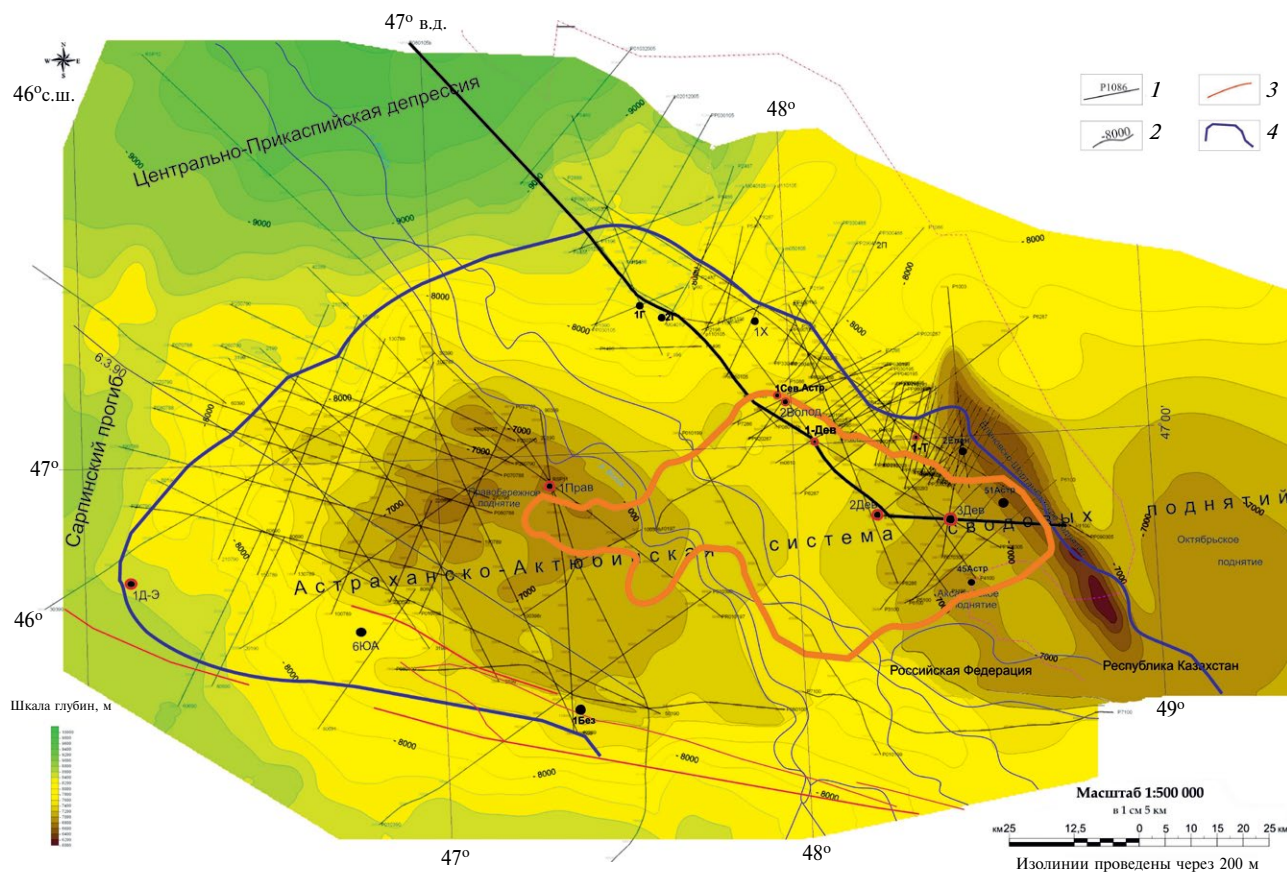
Рис. 4. Модель резервуара Астраханского свода (по [1] с изменениями и дополнениями).

1–4 – сейсмические фации карбонатной платформы: 1 – ундотем, мелководные карбонатно-терригенные отложения с биогермными постройками; 2 – верхний фондотем, мелководные карбонатно-терригенные отложения с элементами клиноформного строения (погруженный шельф); 3 – клинотем, преимущественно терригенные, карбонатно-обломочные отложения склона и подножья карбонатной платформы, 4 – нижняя фондотема, преимущественно глинистые, карбонатно-глинистые депрессионные отложения; 5 – комплексы заполнения топодепрессий; 6 – карбонатные постройки; 7 – комплексы мелководного вулканического шельфа; 8 – комплексы заполнения вреза (отложения конуса выноса); 9 – вулканогенно-осадочные комплексы нижнего палеозоя; 10 – поверхность фундамента; 11–13 – покровы: 11 – региональные, 12 – зональные, 13 – локальные; 14 – область дезинтегрированной поверхности карбонатной платформы; 15 – поверхности региональных несогласий; 16 – разломы; 17 – сейсмические горизонты; 18 – индексы возраста сейсмокомплексов; 19 – местоположение скважин

вой карбонатной платформой девонско-раннекаменноугольного возраста. Цепочка данных массивов обрамляла с севера Предкавказский бассейн окраинноморского типа. Предкавказский бассейн был сформирован в конце позднего девона на месте Донбасс-Туаркырской рифтовой системы в ходе ее развития [1, 7, 15]. В конце ранней перми все карбонатные массивы были погребены соленосной толщей кунгура. В современном разрезе они представляют собой гигантские резервуары, с которыми связаны уникальные по масштабам месторождения углеводородов – два нефтяных месторождения Тенгиз и Кашаган, и одно газоконденсатное – Астраханское. Однако этими открытиями ресурсный потенциал региона, выделяемого в ранге Астраханско-Тенгизской нефтегазоносной области, далеко не исчерпан. Такой вывод сделан нами из рассмотрения особенностей строения ее составных элементов – Астраханско-Жамбайского, Каракульско-Смушковского и Приморского нефтегазоносных районов и распределения в них разведанных запасов. Геолого-геофизические данные свидетельствуют, что территория Астрахан-

ско-Тенгизской нефтегазоносной области на протяжении всей истории своего развития служила зоной нефтегазонакопления для расположенных южнее Предкавказского и севернее Прикаспийского палеозойских бассейнов, где формировались углеводороды. Из этого следует, что плотность запасов в пределах всей этой зоны аккумуляции должна быть примерно одинаковой и поскольку общая площадь Астраханско-Жамбайского нефтегазоносного района почти в три раза превышает площадь Приморского нефтегазоносного района, то можно ожидать, что их ресурсный потенциал, по крайней мере, соизмерим. В то же время объемы выявленных запасов и ресурсов в пределах западной и восточной групп массивов резко различаются. Разведанные запасы и ресурсы восточной группы массивов пока почти в пять раз выше, чем западной группы. Геолого-геофизическая изученность западных и восточных массивов соизмерима. Следовательно, причины этого различия иные. На наш взгляд, они кроются в недостаточной изученности подсолевых отложений девонско-раннепермского возраста Астраханско-Жамбайско-





**Рис. 5.** Структурная карта подошвы девона Астраханской зоны нефтегазонакопления и расположение объектов структурного типа (по [1] с изменениями и дополнениями).

1 – линии сейсмических профилей; 2 – изолинии глубин кровли додевонского комплекса, м; 3 – разрывные нарушения; 4 – контур Астраханского карбонатного массива

го нефтегазоносного района и, в первую очередь, Астраханской зоны нефтегазонакопления.

В 2009–2011 г. сотрудниками сектора осадочных бассейнов ИПНГ РАН (г. Москва) И.С. Гутманом, Е.А. Дьячковой и А.С. Марфуниным была выполнена геолого-экономическая оценка прогнозных ресурсов глубоких горизонтов Астраханской зоны нефтегазонакопления и ее окрестностей. В этой работе моделирование углеводородных систем проводилось на программном комплексе “Petrel” (разработчик Schlumberger, Ltd) [23] сотрудниками геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова А.В. Ершовым и М.В. Коротчаевым (г. Москва). В итоге, было установлено, что в недрах Астраханской зоны нефтегазонакопления могло быть аккумулировано до 10 млрд тонн у.т. (условного топлива), а неразведанные ресурсы (после вычета разведанных запасов АБС<sub>1-2</sub> месторождений АГКМ, Имашевское, Центрально-Астраханское, Правобережное и Западно-Астраханское в объеме 5.49 млрд тонн н.э.) составляют порядка 4.51 млрд тонн н.э. Сюда относятся прогноз-

ные ресурсы девонско-башкирского карбонатного комплекса Астраханского карбонатного массива, а также ресурсы девонско-нижнепермских терригенных отложений подводного конуса выноса, примыкающего к его северному склону. Они сосредоточены в нескольких крупных ловушках, как седиментационной (подводные конуса выноса, рифогенные постройки), так и тектоно-стратиграфической (литолого-стратиграфические, антиклинальные структуры) природы.

Определено, что при ценах на углеводородное сырье 40–50 долларов США, экономически рентабельными будут ловушки, которые способны аккумулировать скопления углеводородов с извлекаемыми запасами свыше 300 млн тонн н.э., при дебите скважин более 1000 т/сутки, залегающие на глубинах 7–10 км [5, 13].

#### ПЕРСПЕКТИВНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Основу Астраханской зоны нефтегазонакопления составляет внутривассейновая карбонатная платформа девонско-турнейского возраста, пере-

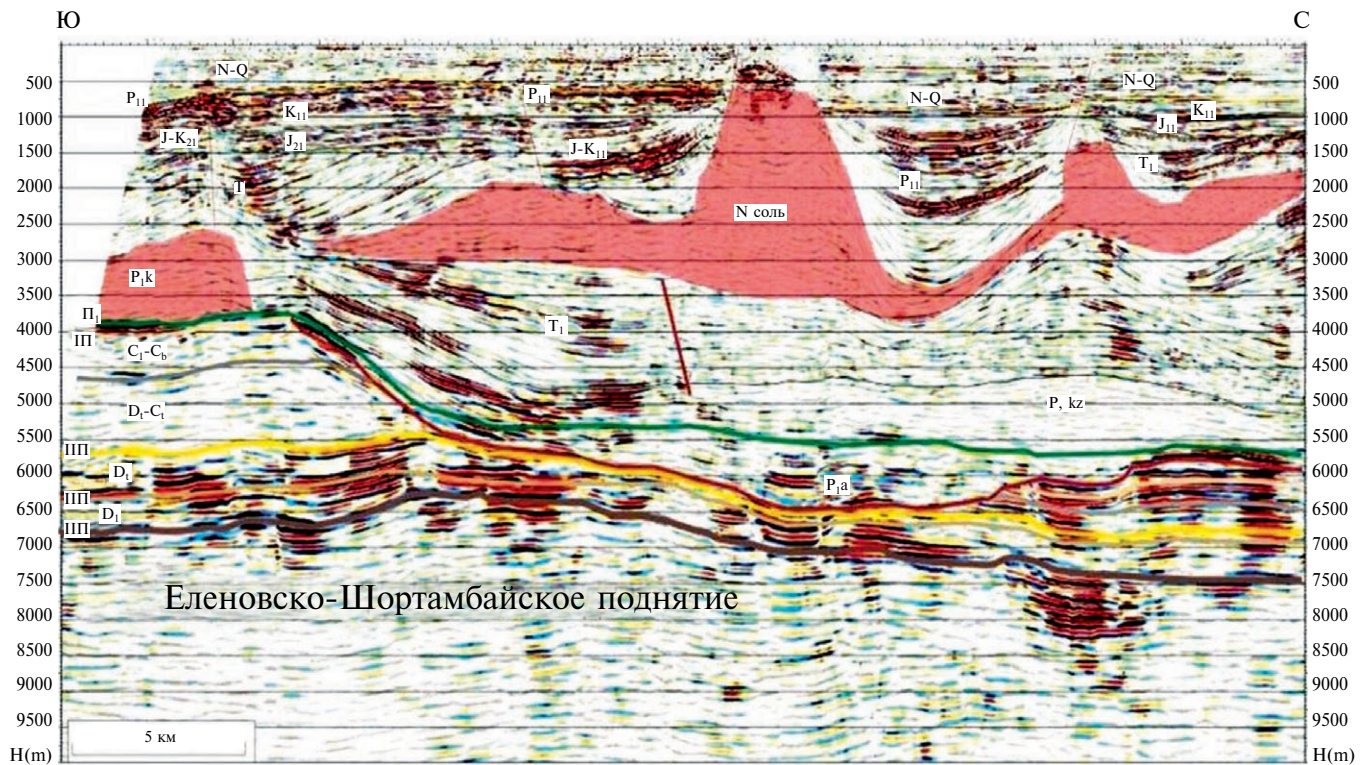


Рис. 6. Глубинный динамический разрез по сейсмическому профилю через Еленовско-Шортамбайский вал (по [1] с изменениями и дополнениями).

крытая карбонатной шельфовой платформой визейско-раннебашкирского возраста. В совокупности эти два комплекса образуют изолированный нефтегазолокализирующий объект седиментационной природы – многоярусный Астраханский карбонатный массив (рис 3).

Накопленная к настоящему времени геолого-геофизическая информация позволила составить модель резервуара этого массива [1]. В соответствии с этой моделью в пределах массива и его периферии наличие месторождений прогнозируется на двух глубинных уровнях:

- больших глубинах (интервал 6–8 км) под среднефраншской покрывшей;
- средних глубинах (интервал 4.5–5.5 км) под кунгурской (филипповской) покрывшей.

Кроме того, в южной части свода прогнозируются покрывши, связанные с глинистыми пачками в нижнем визе и среднем карбоне (московский ярус), на западе они связаны с конденсированными сериями верхнего визе – башкира (рис. 4).

Весь подсолевой разрез осадочного чехла Астраханской зоны нефтегазонакопления является перспективным на выявление новых крупных месторождений нефти и газа. Однако наиболее перспективными открытия по нашей оценке должны быть связаны с ниже-среднедевонским терригенно-карбонатным и нижнепермским терригенным комплексом, особенностью углеводородных систем которых, по имеющимся данным, является

отсутствие сероводорода, что делает поиск промышленных скоплений нефти и газа в этих отложениях особенно важным [4, 12, 14, 16, 18].

#### Поисковые объекты в комплексах

**Объекты в ниже-среднедевонском карбонатно-терригенном комплексе.** Ниже-среднедевонский карбонатно-терригенный комплекс частично или полностью пройден 1-, 2-, 3- Девонскими и 1-Северо-Астраханской скважинами. Он представлен терригенно-карбонатными породами мощностью до 1–1.2 км и перекрыт углеродисто-глинистой толщей доманиковой фации (семилукский горизонт франа). Комплекс отличается высоким аномально-высоким пластовым давлением (АВПД) (1300 мПа на глубине 6.5 км, скважина Д-2) с коэффициентом аномальности  $K_a = 2$  и температурой около 180°C. В вышележащем франско-башкирском карбонатном комплексе Астраханского свода  $K_a = 1.2–1.5$ . В скважине Д-2 Астраханская из песчаников среднего девона с пористостью 16–22% с глубины 6.46–6.52 км получен горючий метановый газ без сероводорода с дебитом около 10 000 м<sup>3</sup>. Резкие отличия в составе газов и давления в ниже-среднедевонском и верхнедевонско-башкирском комплексах свидетельствуют об их изолированности и разных источниках углеводородов.

В ниже-среднедевонском комплексе по сейсмическим материалам обнаружен ряд перспектив-



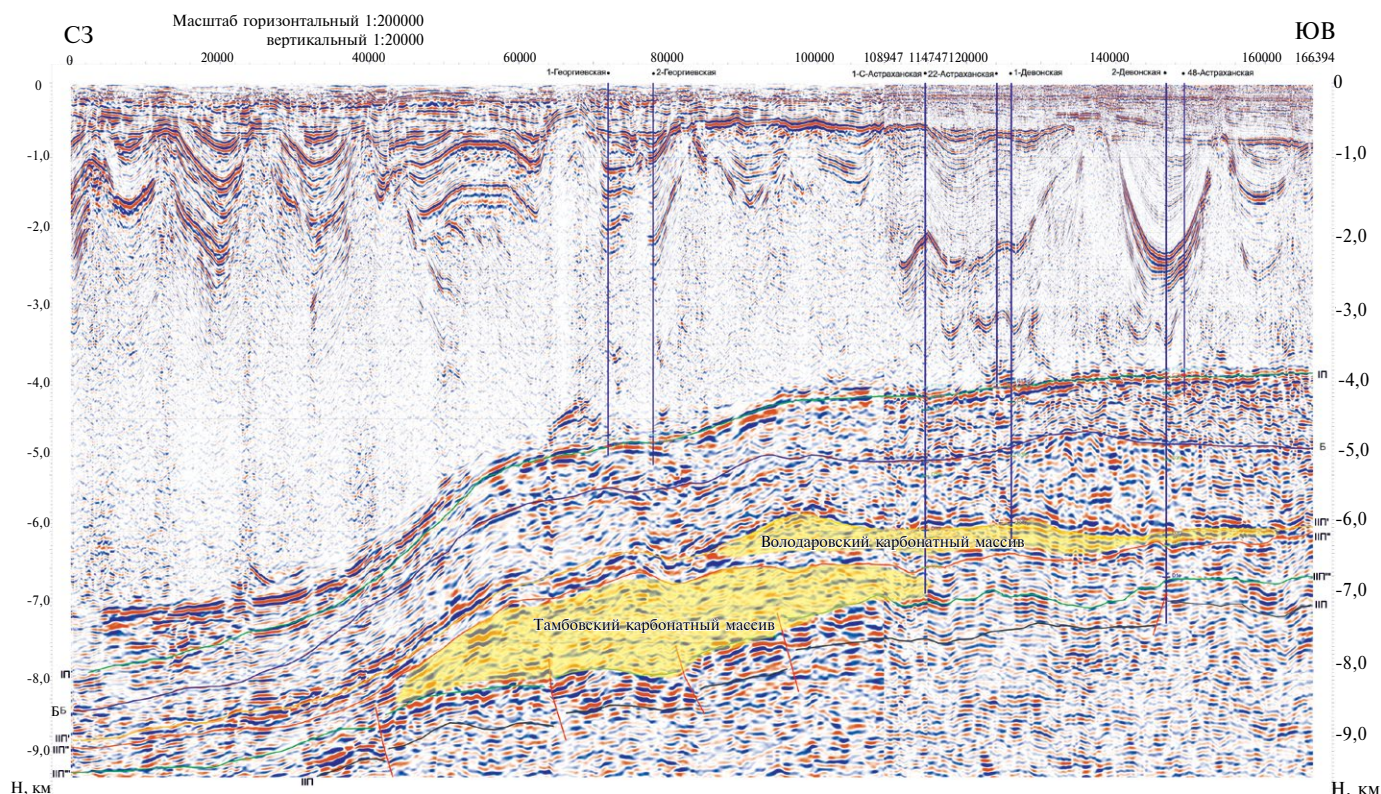


Рис. 7. Глубинный динамический разрез по сейсмическому профилю через девонские карбонатные массивы (по [1], с изменениями и дополнениями).

ных объектов структурного и седиментационного типа, способных аккумулировать крупные и гигантские скопления газа и, не исключено, нефти.

**Структурный тип объектов в ниже-среднедевонском комплексе.** В пределах Астраханской зоны нефтегазонакопления по подошве девонских отложений выделяется три структуры:

- гигантское Правобережное поднятие на правом берегу р. Волга, в своде которого ниже-среднедевонские отложения размывы;
- Аксарайский вал на левом берегу р. Волга;
- Еленовско-Шортамбайский вал на левом берегу р. Волга (рис. 5).

Наибольший интерес представляет Еленовско-Шортамбайский вал. Это специфическая структура (компенсационное конседиментационное поднятие), сформированная в пределах моноклина на границе области компенсированного и не компенсированного тектонического погружения как результат различной скорости прогибания под весом осадков. Вал расположен вдоль восточного уступа Астраханского карбонатного массива. Амплитуда вала составляет  $\approx 0.6$  км. Протяженность около 70 км при ширине до 20 км и площади около 1200 км<sup>2</sup>. Мощность ниже-среднедевонских преимущественно терригенных отложений в пределах поднятия 0.6–1 км (рис. 6). Глубина залегания кровли комплекса в своде поднятия 5.5–5.7 км, глубины поисковых скважин должны быть 6.5–6.7 км. При обыч-

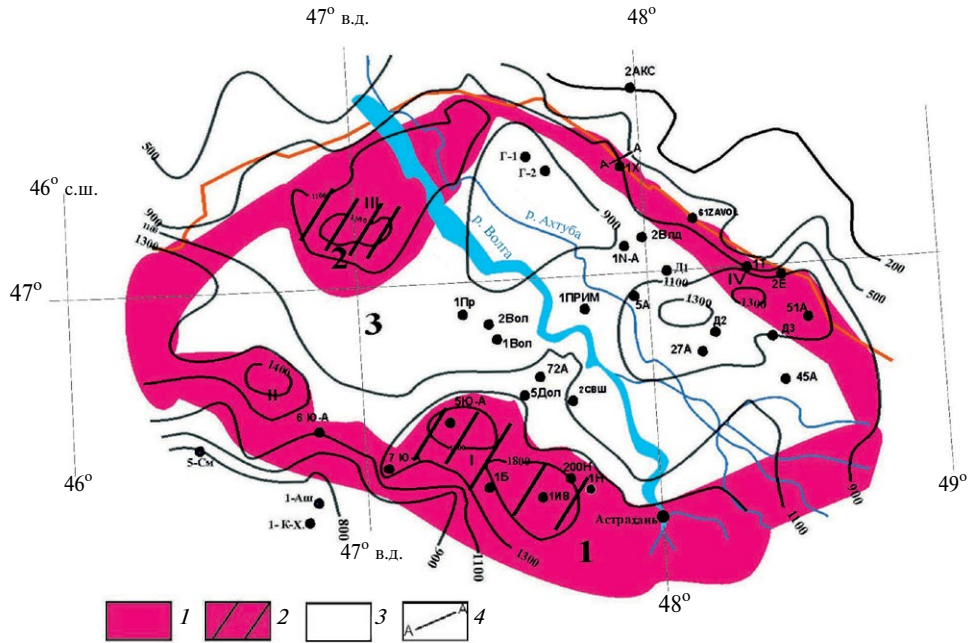
ной плотности запасов на месторождениях в т.ч. и на Астраханском в 1 млн т.т/км<sup>2</sup> и коэффициенте заполнения ловушки 0.8, ресурсы углеводородов оцениваются в 960 млн тонн, в том числе газ ориентировочно 750 млрд м<sup>3</sup> и нефть-конденсат 210 млн тонн.

Прогнозируются терригенные, порово-трещинные коллекторы мощностью  $\approx 100$  м с коэффициентом аномально-высокого пластового давления  $K_a = 2$  и возможно содержащие аномально-высокие пластовые давления порядка 1200–1400 атм. Прогнозируются бессернистые углеводороды, что подтверждают результаты испытания скважин Д-2 на Астраханском газоконденсатном месторождении. Следует отметить, что на временных разрезах вал не находит отображения и проявляется только после перестроения временных разрезов в глубинные.

#### Объекты седиментационного типа

**Ниже-среднедевонский комплекс.** В границах Астраханского карбонатного массива (в его левобережной части) по сейсмическим данным на больших глубинах выше и ниже опорного отражающего горизонта II П<sup>1</sup> (поверхность префранского несогласия) выделено две локальные внутрибассейновые карбонатные постройки — Тамбовский и Володарский массивы.

Тамбовский массив размещается внутри ниже-среднедевонского карбонатно-терригенного ком-



**Рис. 8.** Схема изопахит фаменско-нижетурнейского карбонатного комплекса.

1 – возможная локальная покрывка, 2 – прогнозируемые поисковые объекты, изолированные карбонатные массивы, перекрытые турнейской глинистой толщей, 3 – отсутствие терригенной покрывки

плекса, Володарский массив находится в подошве верхнедевонско-турнейского на уровне франско-нижефаменской толщи глинисто-карбонатного состава.

Тамбовский карбонатный массив расположен в районе Георгиевских скважин. Он приурочен к ниже-среднедевонской части разреза и характеризуется увеличенной мощностью предполагаемых карбонатов (до 1.2 км). (см. рис. 5, рис. 7). Ориентировочные размеры массива 40 x 30 км, площадь около 1000 км<sup>2</sup>. Глубина кровли массива в своде около 7 км, подошвы 7.8–8.2 км. Для его изучения необходимо бурение скважин глубиной не менее 7.5 км. По кровле массив имеет антиклинальную форму с амплитудой около 500 м, его подошва залегает моноклиально. Прогнозируется крупное месторождение с ресурсами углеводородов около 1 млрд т.у.т., в том числе газа 800 млрд м<sup>3</sup> и нефти 200 млн тонн.

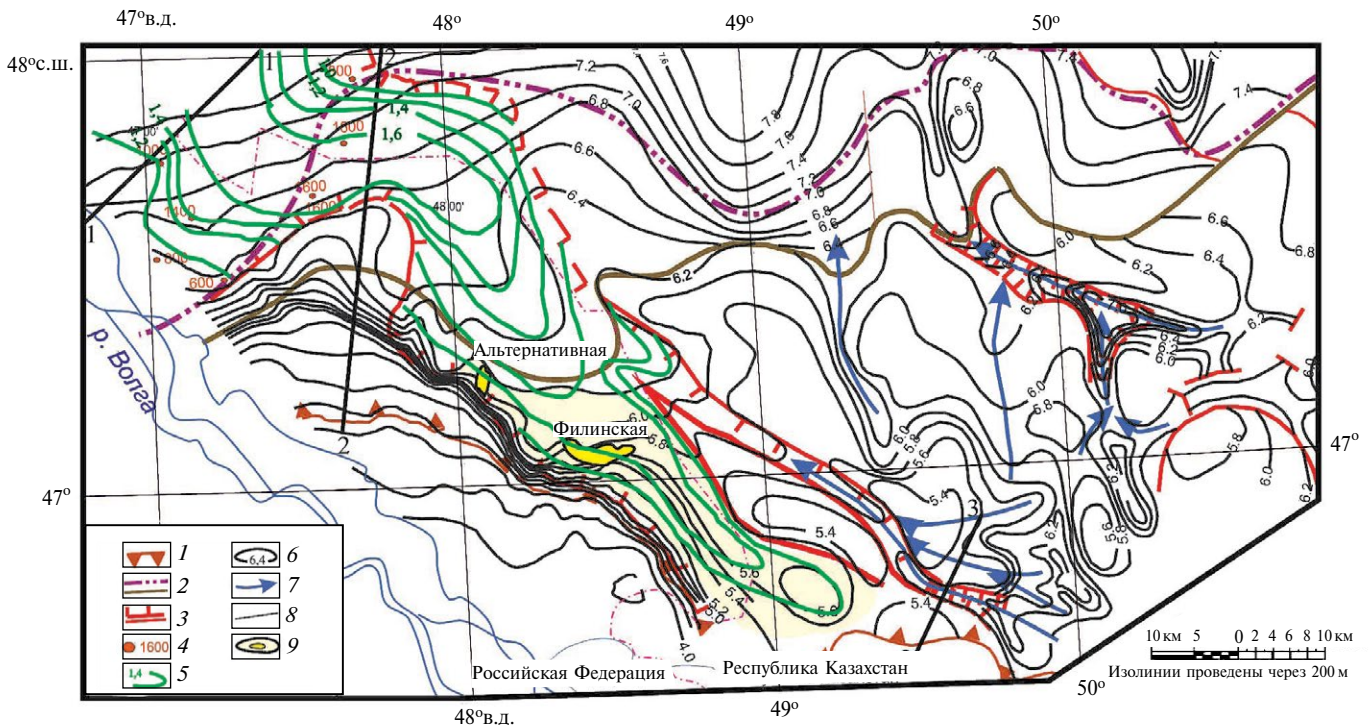
Володарский карбонатный массив расположен в районе скважины 1-Северо-Астраханской, он условно выделен в нижефранских отложениях (см рис.5, см. рис.7). Подошва его субгоризонтальна, по кровле он выражен как двухкупольная антиклиналь с амплитудой около 300 м при мощности карбонатов от 250–300 м по периферии до 0.6 км в присводовых частях. Ориентировочная площадь массива около 700 км<sup>2</sup>, что позволяет здесь прогнозировать очень крупное месторождение углеводородов. В пределах свода скважинами 1-Девонская и 1-Северо-Астраханская была вскрыта глинистая покрывка среднего франа, ниже которой установлены интенсивные газопроявления, но полноцен-

ных испытаний в этих скважинах не проведено. Глубины кровли массива 5.8–6 км, для разведки потребуются скважины глубиной 6.5–7 км. Прогнозные ресурсы 400 млрд м<sup>3</sup> газа и 100 млн тонн конденсата.

**Фаменский карбонатный комплекс.** Кроме рассматриваемых глубоких объектов седиментационной природы внутри фаменско-нижетурнейского карбонатного комплекса выделяются еще три объекта (рис. 8). Они расположены вдоль южной и западной бровки внутривассейновой карбонатной платформы фаменско-раннетурнейского возраста – это изолированные рифогенные массивы, перекрытые глинистой толщей (локальная покрывка).

**Нижепермский терригенный комплекс.** К числу нефтегазоперспективных комплексов Прикаспийской нефтегазовой провинции, в которых возможно выявление крупных и сверхкрупных месторождений бессернистых газа и нефти, несомненно, относятся нижепермские (верхнеартинско-нижекунгурские) терригенные отложения, которые формируют крупные подводные конуса выноса. Наиболее контрастно они выделяются в пределах окраины Центрально-Прикаспийской депрессии и Междуреченской ступени, где они образуют крупные валообразные поднятия протяженностью десятки и первые сотни километров и амплитудой до 1000 м, перекрытые региональной кунгурской галитово-ангидритовой покрывкой. Своей проксимальной вершинной частью отложения, слагающие подводные конуса выноса, заходят в пределы северной окраины Астраханской зоны нефтегазоаккумуляции, обра-





**Рис. 9.** Схема строения проксимальной части Заволжского подводного конуса выноса, сложенного терригенными раннеартинско-нижнекунгурскими отложениями.

1 – уступ Астраханского карбонатного массива; 2 – нижняя и верхняя (условно) границы склона глубоководной котловины; 3 – граница эрозионного вреза; 4 – значения мощности отложений подводного конуса, м; 5 – изопахиты отложений подводного конуса, км; 6 – изолинии мощности ОГ П<sub>1</sub>, км; 7 – подводные каньоны; 8 – линии сейсмических профилей; 9 – возможная ловушка углеводородов и выявленные перспективные структуры

зую здесь ловушки неструктурного (стратиграфически экранированные) типа. В пределах Прикаспийской нефтегазовой провинции эти объекты пока нигде бурением не вскрывались. Их более древние аналоги известны на востоке провинции. Здесь в границах подводных конусов выноса ассельско-артинского возраста выявлены месторождения нефти Кенкияк и Восточный Акжар с Ка 1.8–2 и дебитами до 1000 т/сут.

Один из такого рода объектов – стратиграфически экранированная ловушка в верхнеартинско-нижнекунгурских терригенных отложениях установлена в восточной части Астраханской зоны нефтегазонакопления (рис. 9, рис.10). Она протягивается вдоль северо-восточной бровки Астраханского карбонатного массива, в плане частично перекрывая Еленовско-Шортамбайский вал. Предполагаемая ловушка (Заволжская Южная), связанная с верхней проксимальной частью Заволжского подводного конуса выноса, имеет высоту около 1 км и объединяет группу локальных подсолевых поднятий, в том числе Филинское и Альтернативное. Глубина кровли нижепермских отложений в ловушке изменяется от 5.5 км в своде до 6.5 км на крыльях, площадь оценивается в 2 тыс км<sup>2</sup> (1000×20 км).

Для оценки прогнозных ресурсов ловушки Заволжской Южной использованы параметры ре-

зервуаров месторождения Кенкияк (Кп – 8%, Ка – 1.8) (песчанность разреза до 10%, принимаем 5%). При средней мощности перми в пределах ловушки 600 м, коллектор можно оценить примерно в 30 м, заполняемость ловушки 0.25. При таких параметрах ресурсы углеводородов в зависимости от термобарических условий составляют от 500 до 1200 млн т.у.т. Большую часть ресурсов будет представлять бессернистый газ (около 70%), а также конденсат и нефть.

#### **Объекты башкирско-визейского карбонатного комплекса и природа коллекторов башкирских залежей**

Несмотря на длительный, более 30 лет, срок изучения Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ), ряд важных геологических аспектов для добычи и разведки остаются слабо или неоднозначно изученными. Остается многовариантной модель башкирских газоносных отложений Астраханского газоконденсатного месторождения. Поверхность башкирских карбонатов осложнена многочисленными локальными выступами и понижениями с перепадами в десятки и первые сотни метров при общей максимальной мощности массивной залежи около 300 м (рис.11). Расчлененность рельефа карбонатов исследователи объясняют совершенно разными причинами:

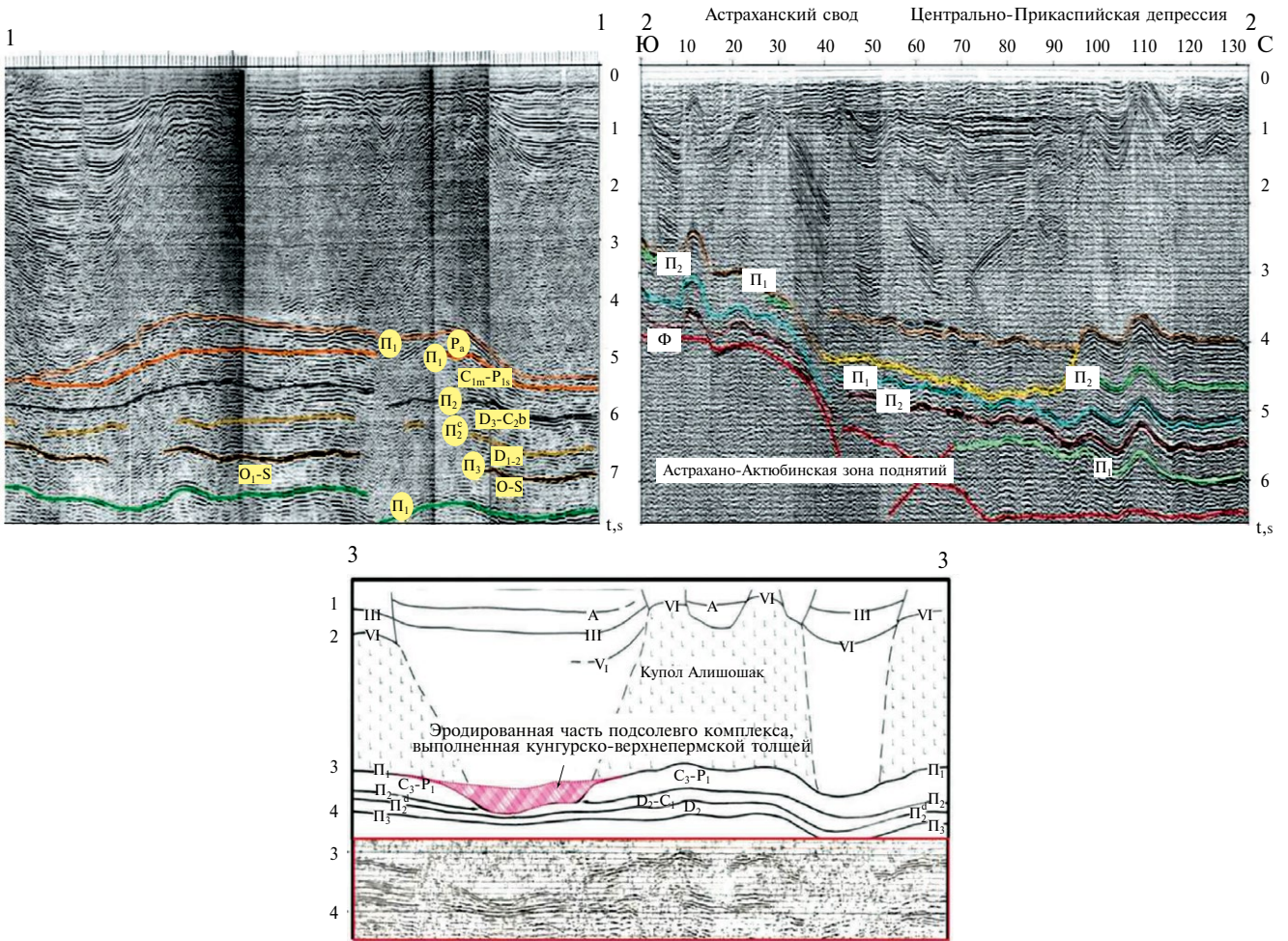


Рис. 10. Разрезы, характеризующие строение проксимальной части Заволжского конуса выноса.

складчатостью, позднебашкирской эрозией, многочисленными мелкими разломами, башкирскими рифами, нижнепермскими рифами, облеканием башкирскими отложениями визейских рифов.

Между тем, от принятой модели башкирского резервуара зависит точность подсчета.

Для уточнения модели строения башкирского резервуара необходимо бурение на двух локальных выступах скважин с полным отбором керна по башкирским отложениям с последующей их стратификацией по конодонтам и фораминиферам. При этом одна скважина бурится в своде выступа, вторая – в центре смежного понижения (западины). При достаточной палеонтологической и литофациальной обоснованности решится вопрос величины размыва кровли карбонатного комплекса во время позднебашкирского падения уровня моря в пределах его локальных выступов и впадин, а также достоверность корреляции слоев, выделяемых по данным ГИС в верхней части разреза карбонатной толщи. Результаты анализа позволят также однозначно принять какую-либо из предлагаемых моделей строения визейских

и нижнебашкирских отложений для уточнения прогнозной оценки залежи.

В нижнебашкирско-визейском комплексе Астраханского карбонатного массива Ю.А Волож и др. [1] выделяют одно гигантское Астраханское месторождение, куда они включают, помимо Астраханской газоконденсатной залежи, еще и примыкающие к ней соседние залежи – Еленовскую, Имашевскую, Приморскую, Правобережную, а также две перспективные площади, где возможно существование аналогичных по размеру еще двух месторождений, расположенных западнее по склону массива на более низких гипсометрических уровнях (рис. 12). Одно из них Западно-Астраханское (интервал глубин кровли башкира 4.2–4.6 км), где скважиной 1-Правобережная на глубинах от 4.24 км установлена газоконденсатная залежь под ассельской-нижнеартинской глинистой покрывкой, и второе Воложковское (интервал глубин кровли башкира 4.8–5.2 км), под московско-нижнепермской покрывкой (см. рис. 4, рис. 11).



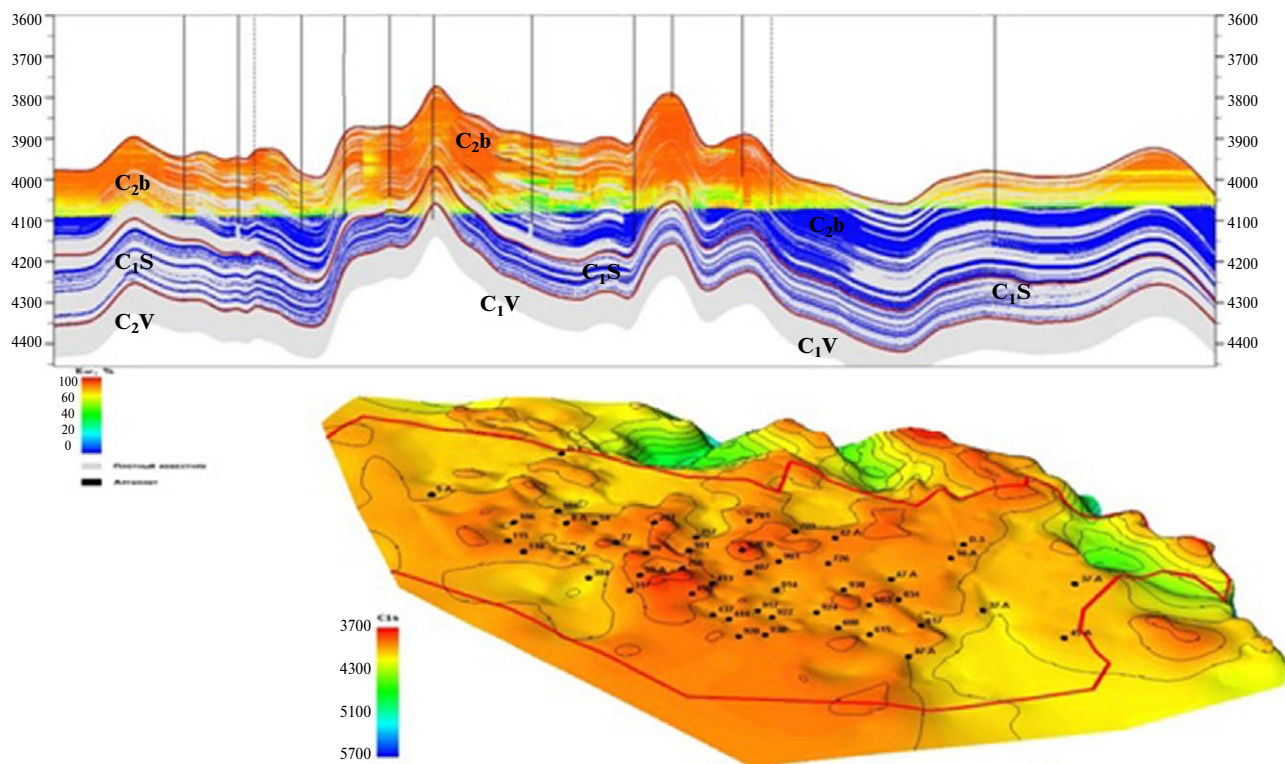


Рис. 11. Модель строения башкирского комплекса (по данным [12]).

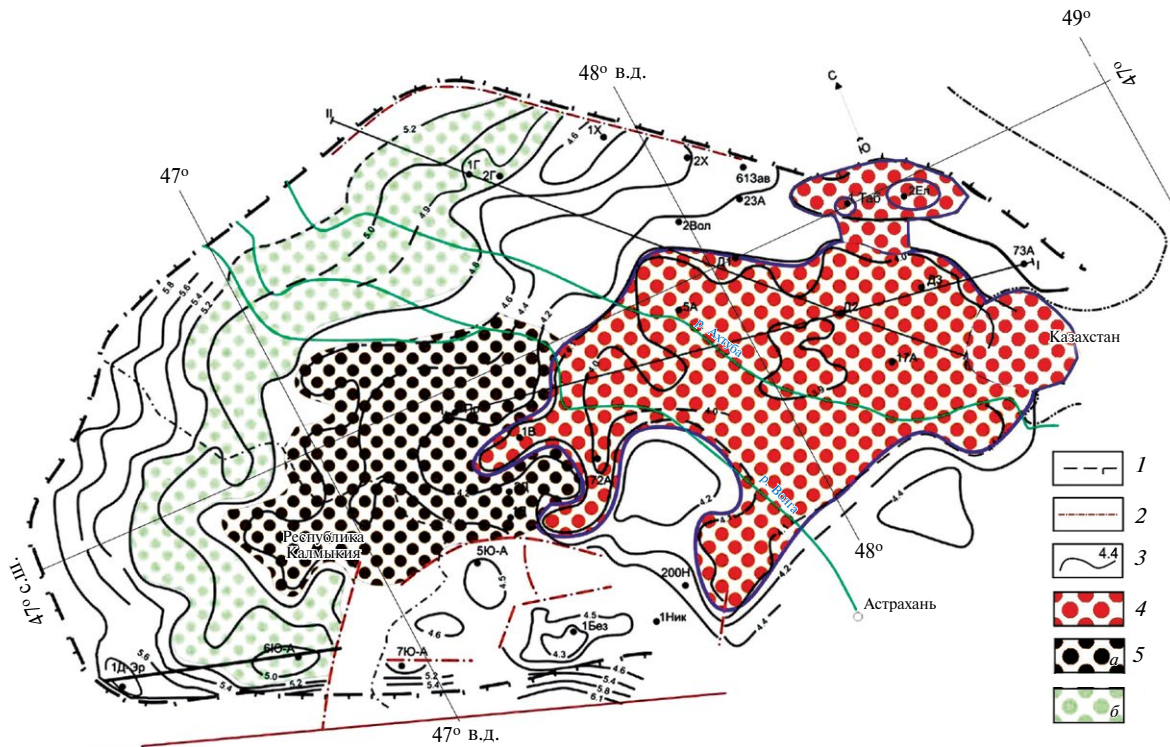
В южной части Астраханского карбонатного массива предполагается смена верхнедевонско-турнейских карбонатов терригенными породами, которые при глубинах 5–6 км могут представлять нефтегазопромысловый интерес и содержать ловушки структурного и стратиграфического типа.

#### ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Крупные поисковые объекты структурного и седиментационного типа в пределах глубоких горизонтов осадочного чехла Астраханской зоны нефтегазонакопления известны достаточно давно, однако до последнего времени они не привлекали внимание, поскольку существовали устойчивые представления о том, что в осадочных бассейнах, глубокие горизонты которых были представлены палеозойскими отложениями из-за высоких температур, могут быть обнаружены исключительно месторождения газа или, в лучшем случае, конденсата [3, 11, 19, 21]. В последние годы ситуация кардинально изменилась, чему способствовали следующие обстоятельства. В мире поиски месторождений углеводородов в глубоких горизонтах осадочного чехла были начаты в начале восьмидесяти годов прошлого века. При этом поиски велись исключительно в пределах молодых мезозойско-кайнозойских (преимущественно кайнозойских) осадочных бассейнах. Нужно отметить, что поиски оказались достаточно успешными. К

2006 году в мире было открыто более 20 месторождений нефти в интервале глубин от 8 км до 11 км. Большинство из них расположены в пределах осадочных бассейнов акватории Мексиканского залива. Все открытые в акватории Мексиканского залива нефтяные и газонефтяные залежи установлены преимущественно в песчаниках палеоцена, эоцена и олигоцена. Изученная бурением площадь продуктивных песков олигоцен-палеоцена в заливе составляет 54.74 тыс км<sup>2</sup>, суммарная площадь рассматриваемых месторождений составляет 40 тыс км<sup>2</sup>. Их суммарные начальные ресурсы, оцениваются 1430–2385 млн м<sup>3</sup>, а извлекаемые запасы нефти на глубинах от 8000 до 10 428 м<sup>3</sup> только четырех разведанных месторождений Таити, Тандер Хорс Норт, Тандер Хорс Саут и Шеньцзы, где уже ведется добыча, исчисляются 340.5 млн т. Дебиты нефти из каждой скважины, опробованной на приток, изменяются от 955 до 4600–4700 м<sup>3</sup>/сут. Добыча нефти ведется и на месторождениях открытых в Аргентине (месторождение Сьерра-де-Агуараге с глубины 8981 м), и на территории Ирана (месторождения Чиллинггар, с глубины 10218 м). В Аргентине в 2001 году добывали 1207.7 м<sup>3</sup>/сут. нефти плотностью 755 кг/м<sup>3</sup> с глубины 8981 м, в Иране велась добыча нефти плотностью 842 кг/м<sup>3</sup> с глубины 10218 м [8].

Накопленная к настоящему времени информация о закономерностях размещения месторождений углеводородов в глубоких и сверхглубоких



**Рис. 12.** Схема распространения перспективных объектов в визейско-башкирском комплексе.

1 – контур Астраханского свода; 2 – разрывные нарушения; 3 – изогипсы по отражающему горизонту I П (С2b), км; 4 – контур Астраханского газоконденсатного месторождения; 5 – площадь перспективная для выявления залежей углеводородов в башкирских гипергенно измененных известняках: а – под ассельской покрывкой, б – под московской покрывкой

горизонтах осадочного чехла оказала существенное влияние на философию нефтепоисковых работ. Стало очевидно, что нефтеносные системы кайнозойских осадочных бассейнов с областями лавинной седиментации характеризуются аномально высокими давлениями и, что особенно важно, аномально низкими температурами. Так в акватории Мексиканского залива на площади Тибор в скважине Keathley Canyon-102 на глубине 10685 м (при глубине воды 1500 м) забойная температура 116 °С (градиент температур с учетом воды 12.60°/1 км.). На соседней площади Чинок в скв 51 глубиной 9788 м забойная температура 119 °С (градиент температур, с исключением слоя воды – 16.30°/1 км) [20].

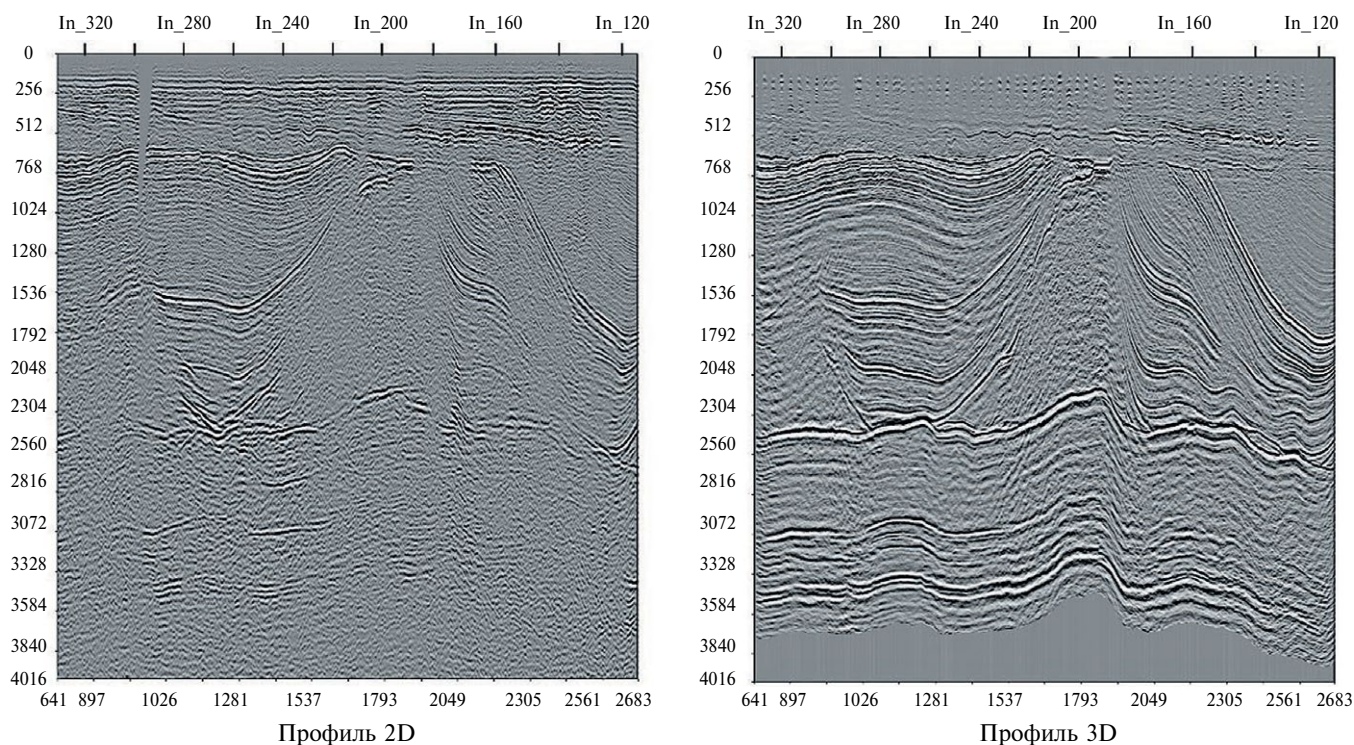
Эти данные кардинально изменили представления о перспективах глубоких горизонтов нефтегазоносных провинций континентов с мощностью осадочного чехла 10 км и более, особенно тех, в разрезах которых присутствуют комплексы лавинной седиментации, перекрытые соленосной толщей [2, 9, 13]. Результаты глубокого бурения в пределах нефтегазоносных провинций древних и молодых платформ также оказались неожиданными, особенно для углеводородных систем глубоких солеродных бассейнов, таких как Прикаспийский, которому соответствует одноименная нефтегазоносная провинция. Прикаспийская не-

фтегазоносная провинция в тектоническом отношении соответствует особому классу отрицательных структур земной коры, и относится к числу сверхглубоких впадин (точнее тектоно-седиментационных мегапровинций палеозойско-раннемезо-

**Таблица.** Месторождения нефти в пределах осадочных бассейнов акватории Мексиканского залива.

Мексиканский залив	
Название месторождения	Интервал глубины, км
Джек	8.738 – 8.845
К-2 Норт	8.102 – 8.144
Нотти Хэд	10.055–10.428
Пони	9.752 – 9.897
Озона Дип	7.932 – 8.037
Пэтфайндер	8.540
Тандер Хорс Норт	до 8.235
Тандер Хорс Саут	до 8.672
Таити	7.873 – 7.995
Чингиз Хан	7.930 – 8.003
Сизар	9.065
Шеньцзы	8.320 – 8.540
Каскида	9.912





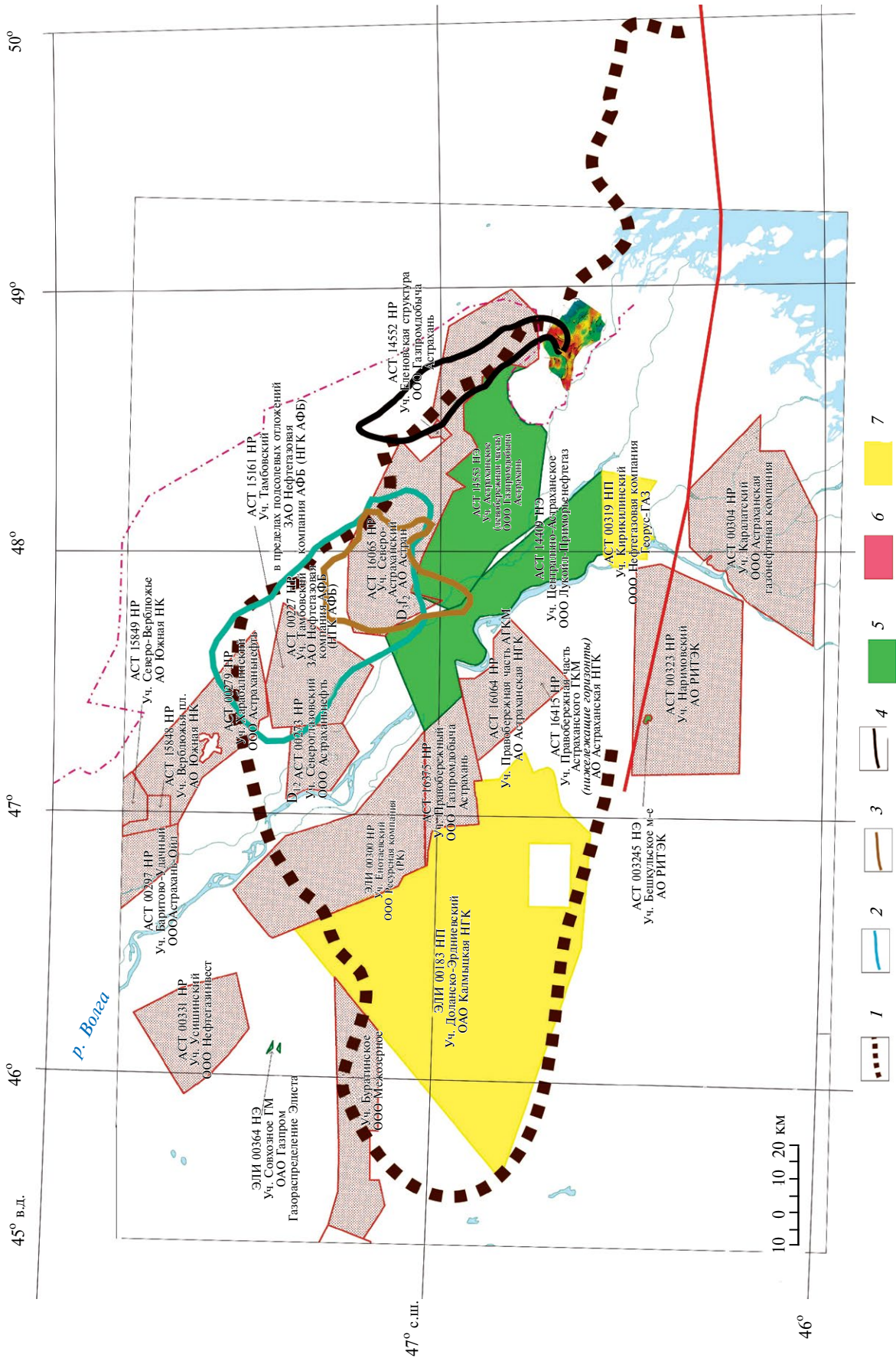
**Рис. 13.** Сопоставление съемок 2D и 3D, выполненных по одной линии. Пространственное суммирование при 3D существенно улучшило картирование подсолевой толщи.

зойского возраста) краевых систем древних платформ. Эти структуры осложняют юго-восточную окраину древней Восточно-Европейской платформы (кратона) на ее границе со структурами Урало-Монгольского складчатого пояса (на востоке и юго-востоке) и Средиземноморского складчатого пояса (на юго-западе). В пределах Прикаспийской тектоно-седиментационной мегапровинции глубоководный девонско-пермский комплекс подсолевого разреза залегает в интервале глубин от 9 км до 13 км в центральной части провинции, и от 4 до 8 км на ее периферии. Впервые на особый характер распределения пластовых давлений внутри его углеводородной системы обратил внимание Ф.С. Рабкин [17]. По мнению этого исследователя, с точки зрения гидродинамики, этот интервал разреза следует рассматривать как самостоятельный гидрогеологический этаж подземной гидросферы. Его породный каркас представляет собой трещинно-поровую среду, в которой отсутствуют дренажные слои (слои с аномально высокими пластовыми давлениями), по которым под воздействием гидродинамических напоров осуществляется латеральное перемещение подвижной фазы среды. Свободный флюид в данной среде, который заполняет это трещинно-поровое пространство, хотя и образует сплошную связанную между собой среду, но, из-за отсутствия дренажных слоев, не способен перемещаться по латерали на значительные расстояния. Рост величины литостатического давления — полностью погло-

щается величиной сцепления жидкости со стенками породы и не может обеспечить продвижение подвижной фазы. В то же время в периоды подъема территории, внутри этого гидрогеологического этажа на отдельных локальных участках с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, возникают условия благоприятные для формирования своеобразных ловушек с экранами гидродинамического типа. Такими ловушками являются локальные зоны с аномальными пластовыми давлениями [17]. Они, как правило, приурочены к погребенным седиментационным телам определенного типа, конкретно, в Прикаспийской нефтегазоносной провинции, это такие тела как:

- внутрибассейновые карбонатные платформы,
- подводные конуса выноса,
- протяженные пластовые тела внутри контуритных и турбидитовых потоков.

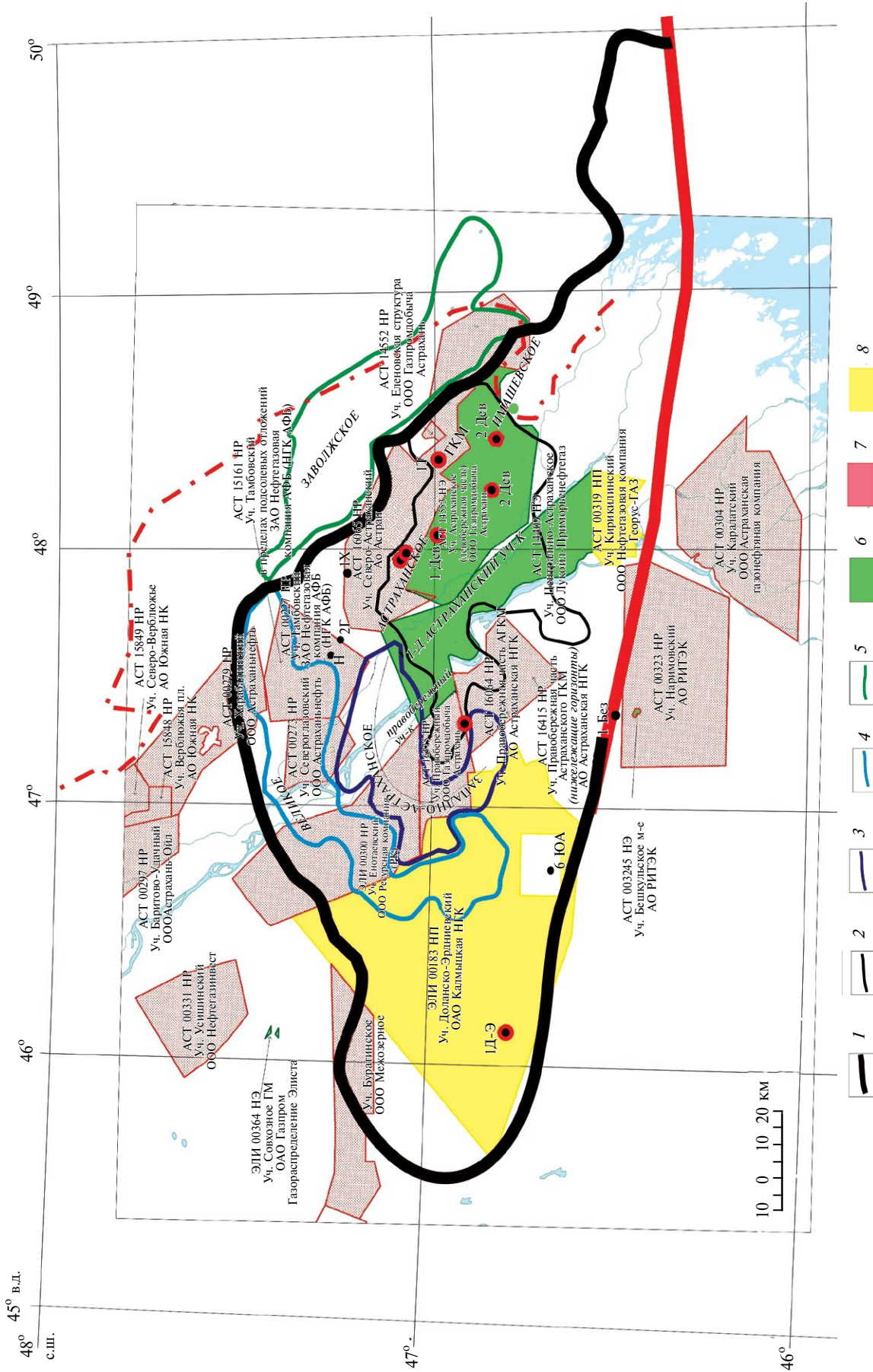
Несмотря на древний палеозойский возраст нефтегазоносного разреза подсолевого комплекса, углеводородная система его отложений представлена в глубоководных фациях и характеризуется не только аномально высокими пластовыми давлениями, но и аномально низкими температурами. Так в скважине 3-Кобланды, забой которой установлен в подсолевых отложениях девона-ранней перми, забойная температура на глубине 6.6 тыс м составляет 114 °С (градиент 17.20/1 км). Это дает основание допускать, что термобарические условия, установленные для углеводородных систем



**Рис. 14.** Соотношение площадей лицензионных блоков и ниже-среднедевонских перспективных объектов Астраханско-Жамбайского нефтегазоносного района.

1 – граница Астраханского свода; Контурны перспективных ниже-среднедевонских объектов: 2 – Тамбовский карбонатный массив; 3 – Володарский карбонатный массив; 4 – Еленовско-Шортамбайский вал; 5–7 – лицензионные участки: 5 – поисковые, 6 – разведочные, 7 – эксплуатационные





**Рис. 15.** Соотношение площадей лицензионных блоков и визейско-башкирских перспективных объектов Астраханско-Жамбайского нефтегазосного района.  
 1 – граница Астраханского карбонатного массива; 2 – граница Астраханского газоконденсатного месторождения; перспективные площади для выявления залежей газа в башкирских известняках: 3 – под асельской покрышкой, 4 – под московской покрышкой; 5 – в верхнекаменноугольно-нижнепермских терригенных отложениях (подводный конус); 6–8 – лицензионные участки: 6 – поисковые; 7 – разведочные; 8 – эксплуатационные





ективными (геологическими и технологическими), так и субъективными (юридическими и законодательными) обстоятельствами. Объективными геологическими причинами являются:

- резкая вертикальная и латеральная неоднородность кроющего подсолевого комплекса, значительной по мощности (от 4 до 7 км) части разреза, обусловленная соляной тектоникой;
- резкие изменения фациального состава пород и одновременно мощности девонско-нижнепермского разреза подсолевого комплекса.

Данные особенности строения осадочного чехла, характерные для бортовых зон Прикаспийской нефтегазоносной провинции, в том числе и Астраханской зоны нефтегазонакопления, сильно искажают структуру волнового поля в интервале времени регистрации подсолевых отражающих границ. Устранение и учет этих искажений требует применения очень сложных систем наблюдений, в частности, широкоазимутальной 3D сейсморазведки, под которой понимается система наблюдений с равными удалениями источник – приемник вдоль профиля и перпендикулярно к нему. Это обеспечивает возможность устранить боковые волны и восстановить истинную геометрию границ под дислоцированными толщами солей. Эффективность наблюдений 3D в условиях солянокупольной тектоники доказана давно. Приведем только один пример сопоставления наблюдений 2D и 3D по профилю на Астраханском своде (рис. 13), на котором прирост информативности в подсолевой части разреза не требует доказательств.

В силу изложенных обстоятельств становится очевидным, что только повторная обработка многочисленного накопленного геолого-геофизического материала недостаточна для достоверной, соответствующей требованиям поискового и разведочного бурения, локализации подсолевых объектов. Проведение дополнительных дорогостоящих сейсмических работ неизбежно.

В этой связи следует обратить особое внимание на дополнительно возникающую проблему, не имеющую прямого отношения к рассмотренным нами проблемам. Все выявленные объекты по своим размерам значительно превышают размеры лицензионных блоков (рис. 14, рис. 15) и, следовательно, при существующей схеме проведения поисково-разведочных работ они могут быть обнаружены только случайно.

Поэтому для успешной реализации неразведанного углеводородного потенциала Астраханской зоны нефтегазонакопления необходимо спланировать и выполнить широкомасштабные региональные работы, охватывающее большие территории Астраханского свода и освещающие строение основных потенциально перспективных объектов в нижних структурных этажах и бортовых частях свода. Сегодня, когда почти вся территория Астраханской зоны нефтегазо-

накопления полностью лицензирована, выполнить такой масштабный проект возможно только силами объединенного консорциума владельцев лицензий и государственных структур, которые должны коллективно профинансировать такую крупную работу и являться коллективным пользователем полученных при этом результатов.

Основой первого этапа таких работ должна явиться отработка сети широкоазимутальных сейсмических профилей (ориентировочно 350 км – 7000 км<sup>2</sup>), увязанных с ранее выполненными трехмерными съемками (рис. 16), что по существу является полным эквивалентом съемки 3D, но выполненной в виде полосы.

Интерпретация новых сейсмических материалов, в совокупности с повторнообработанными (с использованием единой скоростной модели) сейсмическими материалами – прошлых лет одновременно с бурением нескольких поисковых скважин позволит:

- установить общие закономерности строения нижних структурных этажей;
- достоверно выявить перспективные объекты и затем запланировать, возможно, полномасштабное проведение 3D съемки на всей территории Астраханского свода.

Стоимость первого этапа работ составит по предварительным оценкам порядка 70 млн долларов. Этот вопрос предварительно обсуждался с компаниями недропользователей и с Астраханским геологическим комитетом и получил поддержку всех основных предполагаемых участников.

Завершая, мы хотим еще раз подчеркнуть, что реализация неразведанного углеводородного потенциала Астраханского свода должна стать первым примером реальных коллективных усилий нефтяных компаний и государства при решении столь сложных и перспективных государственных геологических задач.

## ВЫВОДЫ

1. На территории России перспективными объектами на освоение ресурсов глубоких недр, являются Центрально-Прикаспийская и Астраханско-Тенгизская нефтегазоносные области, а в пределах последней – Астраханская зона нефтегазонакопления.

Разрез подсолевого комплекса Астраханской зоны нефтегазонакопления до глубин 7–7.5 км перспективен на выявление новых крупных месторождений нефти и газа. Новые скопления углеводородов могут быть обнаружены в отложениях девона и карбона (до нижнего башкира включительно), как в центральной части Астраханской зоны нефтегазонакопления, так на ее северной и юго-восточной окраинах. На северной окраине будут перспективны нижнепермские отложения подводного конуса выноса. На юго-восточной

окраине интерес могут представлять терригенные отложения верхнего девона-турне (комплекс заполнения некомпенсированной топодепрессии), в зоне их прилегания к уступу внутрибассейновой карбонатной платформы.

2. Рассмотренный материал и сделанные выводы мы рассматриваем как научное обоснование мультиклиентского проекта “Освоение ресурсов глубоких недр Астраханского свода”, целью которого являются поиски новых уникальных, гигантских и крупных месторождений на территории старых нефтегазоносных провинций. Это первый такого рода проект на территории России. Успешная его реализация позволит решить проблему расширенного воспроизводства ресурсной базы таких традиционных нефтегазодобывающих провинций, как Предкавказская, Прикаспийская, Волго-Уральская, Тимано-Печорская и Западно-Сибирская за счет освоения углеводородного потенциала глубоких и сверхглубоких горизонтов их осадочного чехла.

3. Мы полагаем, что для успешной реализации предлагаемого проекта необходимо создание консорциума из компаний, имеющих лицензии по этому району, и государственных организаций, в первую очередь – научных.

**Благодарности.** Статья написана в рамках выполнения работ по программе Президиума РАН № 8п/п “Углеводороды с глубоких горизонтов в “старых” нефтегазодобывающих регионах как новый источник энергоресурсов: теоретические и прикладные аспекты”, научный руководитель д.г.-м.н. Ю.А. Волож (Геологический институт РАН, г. Москва), а также по теме “Тектоно-седиментационные системы: строение и развитие” госзадания № 0135-2018-0034 (научный руководитель д.г.-м.н. Н.П. Чамов, Геологический институт РАН, г. Москва).

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность / Ред. Ю.А. Волож, В.С. Парасына. М.: Научный мир, 2008. 221с.
2. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. М.: Наука, 2008. 248 с.
3. Бочкарев А.В., Бочкарев В.А. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр. / М.: ВНИИ-ОЭНГ, 2006. 321 с.
4. Буш В.А., Писаренко Ю.А. Пермский “месинский кризис” в Прикаспийской впадине: погребенные подводные каньоны в кровле подсольных отложений // Фундаментальные проблемы геотектоники / Отв. ред. Ю.В. Карякин. Материалы XI тектонического совещания “Фундаментальные проблемы геотектоники. Области активного тектогенеза в современной и древней истории Земли”, Москва, 30 января–3 февраля 2007 г. М.: ГЕОС, 2007. Т.1. С. 123–126.
5. Варшавская И.Е., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В., Федонкин М.А. Новая концепция развития ресурсной базы углеводородного сырья // Вестник РАН. 2012. Т.82. № 2. С. 99–109.
6. Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В., Ровнин Л.И. О стратегии очередного этапа нефтепоисковых работ в Прикаспийской впадине // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 4. С. 309–315.
7. Волож Ю.А., Леонов Ю.Г., Антипов М.П., Быкадоров В.А. Строение и перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Прикаспийской впадины со Скифской и Западно-Туранской плитой // Прикаспийская впадина актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности / Атырау: Казахстанское общество нефтяников-геологов, 2012. С. 50–64 (Тр. КОНГ. Вып.1).
8. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Клочко В.П. О перспективах нефтегазового поиска на глубине 8000–12500 м в Днепровско-Донецкой впадине // Докл. НАН Украины. 2007. № 4. С. 121–124.
9. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е., Высоцкий В.И., Каракин А.И. Полигенная модель формирования битуминозных поясов планеты // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М.: ГЕОС, 2012. С. 380–399.
10. Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Хераскова Т.Н. Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования. М.: ГЕОС, 2010. 63 с. (Тр. ГИН. Вып. 593).
11. Коваленко В.С., Коротков Б.С. Состояние и развитие геолого-разведочных работ на глубокозалегающие горизонты в Прикаспийской впадине и ее обрамлении // XI Координационное совещание ПАО “Газпром”. М.: ИРЦ Газпром, 2006. С. 22–29.
12. Комаров А.Ю., Тинакин О.В., Ильин А.Ф., Захарчук В.А. Особенности распределения нефтегазоносных комплексов терригенного девона на Астраханском своде // Геология нефти и газа. 2009. № 3. С. 36–40.
13. Куандыков Б.М., Волож Ю.А. Изучение глубокозалегающих горизонтов Прикаспийской впадины // Нефтегазовые бассейны Казахстана и перспективы их освоения / Ред. Б.М. Куандыков. Алма-Аты: КОНГ, 2015. С. 53–60.
14. Медведев П.В., Попович С.В., Голиченко Г.В. и др. Геологическое строение, история формирования и перспективы нефтегазоносности подсольных палеозойских отложений западной части Прикаспийской впадины // Перспективы нефтегазоносности Нижнего Поволжья и Азово-Каспийского региона / Ред. А.М. Репей. Волгоград: Изд. ЛУКОЙЛНИПИморнефть, 2005. С. 35–53. (Тр.ВолоградНИПИнефть. Вып. 64.)
15. Оренбургский тектонический узел: строение и нефтегазоносность / Ред. Ю.А. Волож, В.С. Парасына. М.: Научный мир, 2013. 213 с.



16. Писаренко Ю.А. Позднепалеозойская тектоно-седиментационная модель Прикаспийского региона и ее значение для определения геолого-разведочных работ на нефть и газ. Автореф. ... докт.-геол. мин. наук. Саратов: СарГУ, 2005. 50 с.
17. Рабкин Ф.С., Абилгалиев М.Ж., Аксаева Ф.К. и др. О природе структурных инверсий полей пластовых давлений в подсололевых отложениях Прикаспийской впадины. / Извест. АН КазССР. Сер. геол. 1990. № 1. С. 9–16.
18. Стратиграфия и региональная корреляция подсололевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины / Ред. А.К. Замаренов. М.: Недра, 1989. 167 с.
19. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.
20. Maffett J.R. – SIPES // Presentations Feb.18, 2010. URL:<http://www.Sipeshouston.org/presentations/Moffett/20Davy/20janes18.2010>
21. Magoon L.B., Dow W.G. The petroleum system – from source to trap // AAPG Spec. Publ. 1994. P. 3–24.
22. TEMISPAK (Beicip-Franlab Headquarters, Paris, France) Accessed November 13, 2018. URL: <http://www.beicip.com/>
23. “Petrel” (Schlumberger, Ltd). Accessed November 13, 2018. URL: [http://sis.slb.ru/\\_v/\\_i/logo\\_sis.png](http://sis.slb.ru/_v/_i/logo_sis.png)

## Hydrocarbon Potential of Deeply Buried Reservoirs in the Astrakhan Oil and Gas Accumulation Zone: Problems and Solutions

Yu.A. Volozh<sup>a,\*</sup>, G.N. Gogonenkov<sup>b</sup>, S.V. Delia<sup>c</sup>, O.A. Korchagin<sup>d</sup>, A.Yu. Komarov<sup>e</sup>, V.V. Rybal'chenko<sup>f</sup>, M.A. Sibilev<sup>g</sup>, V.P. Steninzon<sup>h</sup>, V.V. Pykhalov<sup>i</sup>, I.A. Titarenko<sup>j</sup>, A.K. Tokman<sup>k</sup>

<sup>a</sup>Geological Institute, Russian Academy of Sciences, 119017, Moscow, Russia

<sup>b</sup>All Russia Geological Oil Institute (VNIGNI), 105118, Moscow, Russia

<sup>c</sup>LLC Ritek – OJSC LUKOIL, 115035, Moscow, Russia

<sup>d</sup>OJSC Rosgeologiya, 117246, Moscow, Russia

<sup>e</sup>LLC Gasprom dobycha Astrakhan, 414000, Astrakhan, Russia

<sup>f</sup>OJSC Gasprom, 117997, Moscow, Russia

<sup>g</sup>OJSC LUKOIL, 101000, Moscow, Russia

<sup>h</sup>JSC Astran, 414014, Astrakhan, Russia

<sup>i</sup>LLC Oktopus, 414014, Astrakhan, Russia

<sup>j</sup>Lower-Volga Research Institute of Geology and Geophysics (NVNIIGG), 413503, Saratov, Russia

<sup>k</sup>LLC Astrakhanskaya Neftyanaya Kompaniya – JSC EuroChem, 115054, Moscow, Russia

\*e.mail: [yvolozh@yandex.ru](mailto:yvolozh@yandex.ru)

Received November 13, 2018; revised January 17, 2019; accepted January 28, 2019

**Abstract**—Global experience in oil exploration and the discovery of the Tupi field in Brazil and the Tiber field in the Gulf of Mexico in the last decade have confirmed the existence of giant oil fields with abnormally high formation pressures at depths of 10 km or greater. Until recently, the discovery of large oil accumulations in deeply buried reservoirs was considered as theoretically impossible. This work suggests that giant oil accumulations at great depths (6–10 km) should be considered important hydrocarbon exploration targets in the Russian Federation and the countries of Eurasian Economic Union. The first-priority oil and gas exploration targets at great depths are deeply buried horizons of the sedimentary cover of the Precaspian basin, whose subsalt hydraulic system is characterized by ubiquitous abnormally high formation pressures. The deeply buried reservoirs in the Astrakhan oil and gas accumulation zone are considered the most promising for the discovery of giant oil accumulations. Data discussed below demonstrate that hydrocarbon exploration and the discovery of giant oil accumulations at great depths require specific exploration procedures and techniques.

**Key words:** Precaspian basin, Astrakhan arch, Karpinsky range, hydrocarbon fields, deep horizons, oil and gas provinces, carbonate platform, anomalous high reservoir pressure