

УДК 553.98

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art4

**ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ ЗАПАДНОЙ ПРИБОРТОВОЙ ЗОНЫ
ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
(ДЕВОНСКО-НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫЙ ИНТЕРВАЛ)**

Риле Е.Б., Попова М.Н., Ершов А.В.
Институт проблем нефти и газа РАН
E-mail: lenailinka@yandex.ru

Аннотация. Исследованы природные резервуары девонско-нижнекаменноугольного интервала разреза и изучены соотношения содержащихся в них залежей углеводородов с помощью методики, основанной на теории трехслойного строения природных резервуаров. Выделены региональные, зональные и локальные природные резервуары, построены схемы их распространения.

Результаты выполненных исследований позволяют существенно уточнить региональный и локальный прогнозы нефтегазоносности. Полученные данные дают четкое представление о гидродинамической связи или изолированности залежей углеводородов многопластовых месторождений и могут быть использованы при формировании стратегии их разработки.

Ключевые слова: девон, карбон, природный резервуар, истинная покрышка, карбонатный, терригенный, залежь углеводородов, месторождение.

**OIL AND GAS RESERVOIRS AND PETROLEUM POTENTIAL OF THE CASPIAN
DEPRESSION WESTERN SIDE
(DEVONIAN AND LOW CARBONIFEROUS INTERVAL)**

Rile E.B., Popova M.N., Ershov A.V.
Oil and Gas Research Institute RAS
E-mail: lenailinka@yandex.ru

Abstract. Devonian and low carboniferous hydrocarbon reservoirs and hydrocarbon pools correlation researches are based on the theory of three-strata reservoirs. Oil and gas reservoirs were specified as regional, zonal and local, schemes of their distribution were constructed.

Results of the researches allow to clarify regional and local hydrocarbon potential forecasts and to specify the oil-and-gas fields development strategy.

Keywords: Devonian, Carboniferous, oil and gas reservoirs, true seal, carbonate, terrigenous, hydrocarbon pool, field.

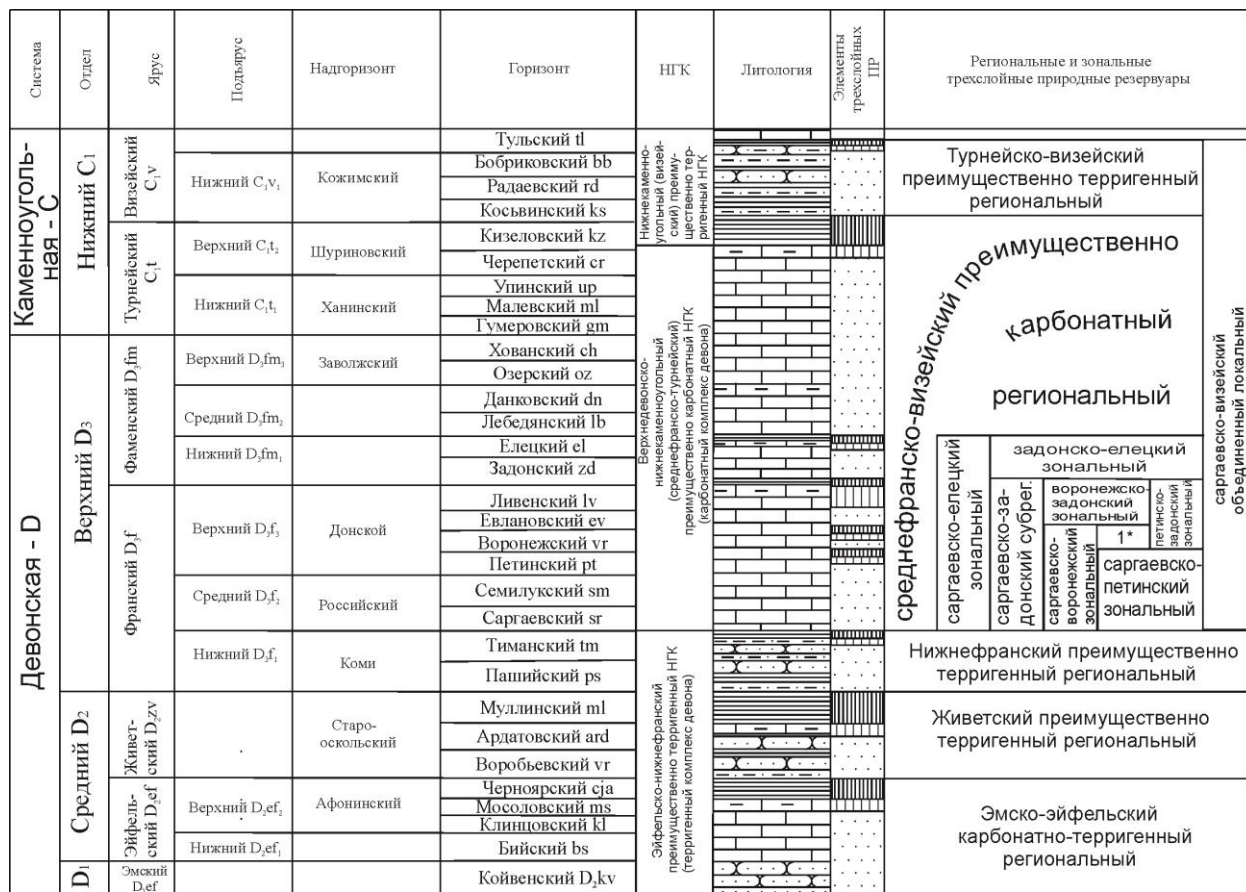
Западная прибортовая зона Прикаспийской впадины, охватывающая восточную часть Волгоградской области (Нижеволжскую НГО), включает внутреннюю, располагающуюся внутри Прикаспийской впадины, за нижепермским бортовым уступом и внешнюю, занятую Рязано-Саратовским прогибом, зоны. Внутренняя зона слабо изучена, внешняя – старый и относительно хорошо изученный нефтегазодобывающий район. Исследования проведены по методике, основанной на теории трехслойного строения природных резервуаров (ПР), подробно описанной в литературе [1–4], с использованием работ ученых ВНИГНИ (В.Д. Ильин, Н.К. Фортунатова, Б.А. Соловьев, Т.К. Замилацкая и другие), НВНИИГГ (Е.В. Постнова, И.А. Титаренко и другие), ИПНГ РАН (А.М. Хитров и другие) и других фондовых и опубликованных материалов, а также данных, приведенных в Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации [5] и справочниках [6].

Методика определения ПР, к которому принадлежит конкретная залежь УВ, подробно описана в предыдущих работах [4, 7, 8] и здесь приводится очень кратко. Между залежами УВ и антиклинальными структурами, их содержащими, согласно теории трехслойного строения ПР, существуют следующие взаимоотношения: контакт УВ – вода соответствует уровню подошвы истинной покрышки (ИП) на критической седловине, высота залежи соответствует разности между высотой антиклинали и толщиной ложной покрышки (ЛП), гидродинамически изолированные залежи имеют приблизительно одинаковую площадь при совпадении структурных планов без учета литологического замещения и разницу контактов УВ-вода, равную толщине отложений между подошвами ИП. У связанных залежей площадь нижней залежи всегда меньше площади верхней, и разница ВНК намного меньше, чем толщина отложений между кровлями продуктивных коллекторов; кроме того, нефти нижней залежи имеют, как правило, большую плотность и вязкость, чем нефти верхней.

Природные резервуары западной прибортовой зоны были рассмотрены авторами ранее в сравнении с резервуарами северной прибортовой зоны Прикаспийской синеклизы (Саратовской области) [8]. В данной статье они охарактеризованы более детально, особенно это касается среднефранско-визейского ПР.

В исследованном стратиграфическом интервале разреза выделяются следующие региональные ПР (снизу вверх): эмско-эйфельский карбонатно-терригенный, живетский

преимущественно терригенный, нижнефранский преимущественно терригенный, среднефранско-визейский преимущественно карбонатный и турнейско-визейский преимущественно терригенный (рис. 1). Залегающие выше нижнекаменноугольные отложения входят в визейско-башкирский (ниже-среднекаменноугольный) преимущественно карбонатный региональный ПР и в этой статье не рассматриваются. Кроме того, принципиально важен саргаевско-визейский объединенный терригенно-карбонатный ПР, развитый на участках отсутствия региональной ИП среднефранско-визейского преимущественно карбонатного ПР – в нем залежи УВ и в среднефранско-турнейских карбонатах, и в верхнетурнейско-визейских песчаниках и алевролитах гидродинамически связаны между собой и контролируются общей глинистой визейской ИП.



Примечание. 1* – петинско-воронежский зональный.



Рис. 1. Стратиграфическая приуроченность региональных и зональных природных резервуаров

Эмско-эйфельский карбонатно-терригенный региональный ПР распространен на большей части Волгоградской области, отсутствует на Лозновском выступе и на Приволжском валу (рис. 2). ИП является глинистая толща чернораевского горизонта, ЛП – плотные карбонаты верхней части мосоловского горизонта, продуктивная часть включает в себя койвенские и эйфельские отложения.

Продуктивная часть этого самого нижнего ПР начинается с преимущественно континентальных песчано-алевролитовых койвенских отложений, залегающих на фундаменте. Вышележащие бийские отложения имеют преимущественно карбонатный состав. Преобладают мелкозернистые шламовые и органогенно-обломочные разности, вторичные крупнокристаллические доломиты по известнякам рифогенного генезиса. Среди клинцовских и мосоловских отложений развиты как терригенные (продукты размыва коры выветривания и верхнепротерозойских отложений выступов фундамента), так и карбонатные коллекторы – известняки органогенно-обломочные биоморфно-детритовые, часто биогермные, большей частью выщелоченные, кавернозные, трещиноватые. С этим ПР связано всего три открытых месторождения, все они находятся на западе области в пределах Терсинской террасы и Кудиновско-Коробковского сложного вала – Кудиновское, Терсинское и Новокрасинское месторождения, все в мосоловских карбонатах.

Живетский преимущественно терригенный региональный ПР. Распространен шире, чем предыдущий, небольшие зоны отсутствия имеются на Приволжском валу (рис. 2).

Региональная ИП – муллинские аргиллиты, ЛП – переходные слои глинистых алевролитов и известняков, толщина ее изменчива – от 7–9 м (Бузулукское и Восточно-Уметовское месторождения) до 25–28 м (Ключевское и Кленовское месторождения). Продуктивная часть – песчано-алевролитовые породы и прослои карбонатных коллекторов воробьевского и ардатовского горизонтов. В воробьевском горизонте залегают два пласта-коллектора – терригенный и карбонатный, в ардатовском – 2–3 пласта-коллектора, нижний терригенный, верхний – карбонатный, часто с прослоями коралловых и строматопоровых известняков. На участках (залежах) некоторых месторождений (Зимнее, Ключевское, Кудиновское, Терсинское, Новокрасинское и др.) существуют локальные ПР на различных уровнях воробьевского или ардатовского интервалов разреза, с собственными глинистыми ИП воробьевского или ардатовского возраста. Этот ПР содержит 18 месторождений и 26 залежей.

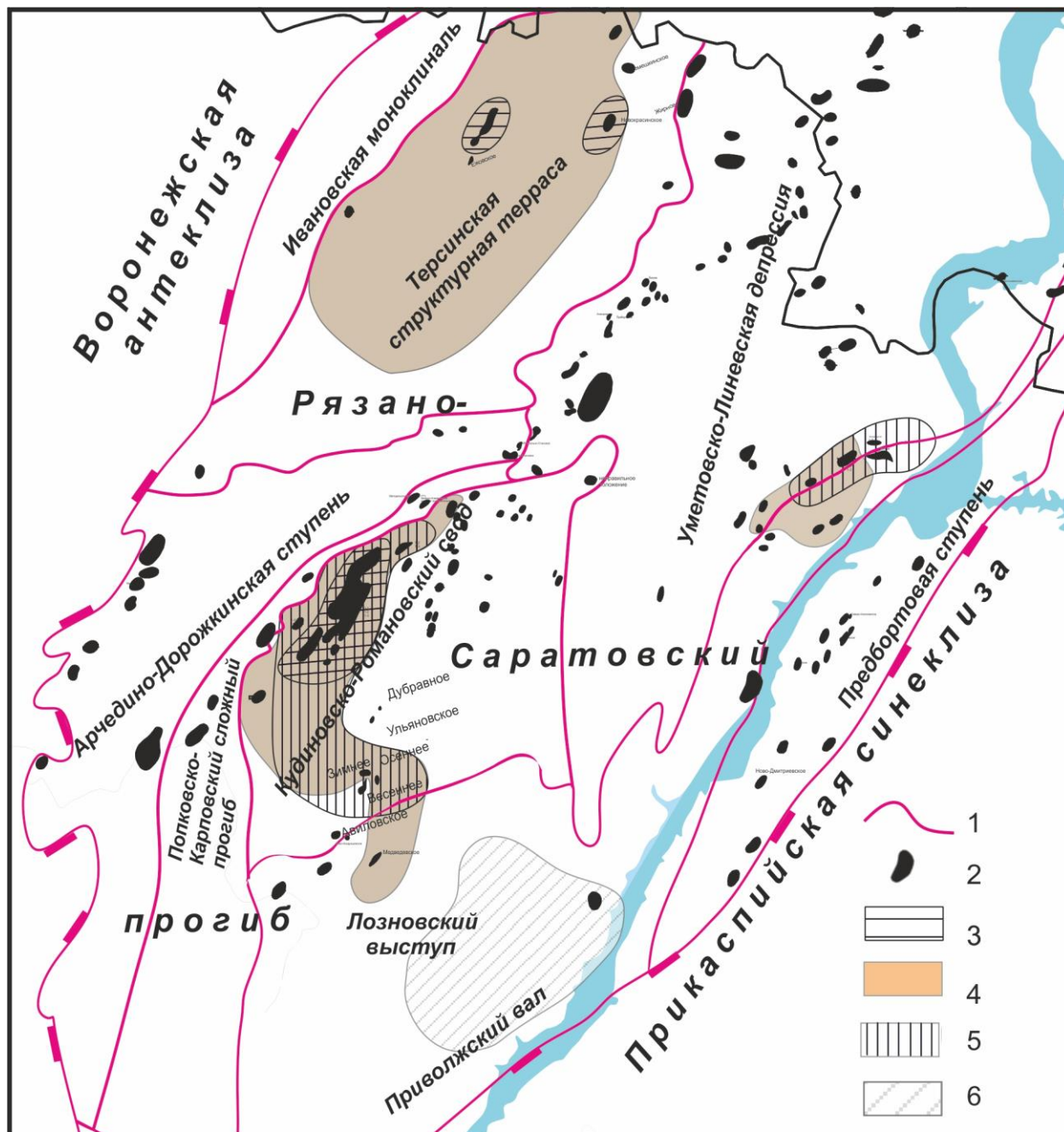


Рис. 2. Зоны нефтегазонакопления в природных резервуарах эмско-нижефранского интервала разреза: 1 – тектонические границы (по Е.В. Постновой, 2010); 2 – месторождения УВ; 3–5 – зоны нефтегазонакопления в природных резервуарах: 3 – эмско-эйфельском; 4 – живетском; 5 – нижефранском; 6 – область отсутствия отложений

Нижефранский преимущественно терригенный региональный ПР распространен почти на всей изученной территории, кроме Лозновского выступа и части Приволжского вала (рис. 2). Коллекторы представлены песчаниками и алевролитами пашийского и тиманского возраста и, в основном, не выдержаны по площади, часто

имеют линзовидное распространение. ИП служат глинистые породы тиманского возраста, часто к ним присоединяются глины, залегающие в подошве саргаевского горизонта. ЛП – переходная алевро-глинистая толща. Месторождения УВ этого ПР, как правило, содержат лишь по 1 залежи, только на участке Степного месторождения предполагается развитие локальной ИП, разделяющей 2 пашийские залежи и обеспечивающей здесь существование локального пашийского ПР. Нижнефранский ПР содержит 9 месторождений, 12 залежей.

Три вышеописанных девонских ПР вместе совпадают по стратиграфическому объему с преимущественно терригенным койвенско-нижнефранским НГК. Покрышки между ними выдержаны по площади, случаев образования объединенных ПР не замечено.

Над преимущественно терригенными ПР эмско-нижнефранского интервала разреза залегают **среднефранско-визейский преимущественно карбонатный региональный ПР**. ИП этого ПР представлена глинами и аргиллитами верхней части турне – нижней части визе, продуктивная часть – известняками и доломитами саргаевско-турнейского возраста, включающими рифогенные постройки на всех стратиграфических уровнях, с прослоями слабопроницаемых плотных глинистых карбонатов, ЛП – глинистые карбонаты. Петинские коллекторы в пределах Кудиновско-Романовского свода имеют терригенный состав.

Однако залежей УВ под региональной верхнетурне-визейской ИП немного, они сосредоточены, главным образом, в левобережной части исследуемой территории (Алексеевское, Северо-Алексеевское, Левчуновское, Малышевское, Солянское, Южно-Уметовское, Юрьевское месторождения), а также на отдельных участках Уметовско-Линевской депрессии (Южно-Уметовское и Белокаменное месторождения).

Такое небольшое число залежей УВ под региональной ИП может объясняться неблагоприятным соотношением амплитуд локальных антиклиналей и толщин ЛП. Рельеф подошвы ИП в значительной степени определяется структурами облекания (уплотнения) над рифовыми постройками, а их амплитуда максимальна вблизи кровли франских и фаменских рифов и уменьшается к визейскому интервалу разреза. Толщина ЛП достигает 30 м (Южно-Уметовское месторождение). Кроме того, отмечено довольно много «гидродинамических окон» – участков отсутствия региональной ИП и объединения карбонатного ПР с перекрывающим его терригенным (Арчединское, Бахметьевское, Жирновское, Коробковское месторождения).

В разрезе этого регионального ПР выделяется 1 субрегиональный и 7 самостоятельных преимущественно карбонатных зональных ПР, а также большое количество локальных ПР (рис. 3, 4), – например, Юрьевское месторождение содержит 5 изолированных залежей в турнейских (кизеловских, черепетских, малевско-упинских, хованских и сенновских) отложениях, соответственно – 5 локальных ПР [9].

Наиболее крупный – **саргаевско-задонский субрегиональный ПР**, занимающий северо-западные части Уметовско-Линевской депрессии и Кудиновско-Романовского свода, северо-восток Терсинской террасы, небольшие участки Попковско-Карповского сложного прогиба, Арчедино-Дорожжинской ступени и Лозновского выступа (см. рис. 3).

Данный резервуар содержит залежи УВ главным образом в евлано-ливенских карбонатах (Антоновское, Арчединское, Бархатное, Белокаменное, Березовское, Бурлукское, Восточно-Кудиновское, Восточно-Макаровское, Голубковское, Грибное, Демьяновское, Добринское, Дорошевское, Дудаченское, Жирновское, Западно-Атамановское, Западно-Кочетковское, Западно-Романовское, Карасевское, Кленовское, Ключевское, Ковалевское, Котовское, Красноярское, Кудряшовское, Лесное, Ломовское, Лосиное, Мирошниковское, Немировское, Нижнекоробковское, Новокоробковское, Новочернушинское, Овражное, Прибортовое, Северо-Ключевское, Северо-Романовское, Тарасовское, Фроловское, Шляховское, Южно-Становое, Южно-Когдрашевское), иногда и в воронежских отложениях (Бахметьевское, Новокочетковское). Включает саргаевско-петинский, саргаевско-воронежский, петинско-задонский, петинско-воронежский и воронежско-задонский зональные ПР.

Истинная покрышка этого резервуара – наиболее широко распространенная ИП, представленная глинистой пачкой в нижней части задонского горизонта. В пределах сводовых частей рифогенных образований ее толщина колеблется от 5 до 15 м, за пределами – до 20 м [10]. ЛП – уметовско-линевская толща мощностью от 0–3 м над рифами (Котовское, Памятно-Сасовское месторождения) до 200 м между рифами [10], в других случаях от 8 м (Бахметьевское месторождение) до 43 (Жирновское месторождение). Продуктивная часть – карбонаты саргаевско-ливенского возраста – включает сгустково-комковатые, органогенно-обломочные, водорослевые, интенсивно перекристаллизованные, пятнисто-доломитизированные биогермные известняки, реликтово-органогенно-детритовые вторичные доломиты.

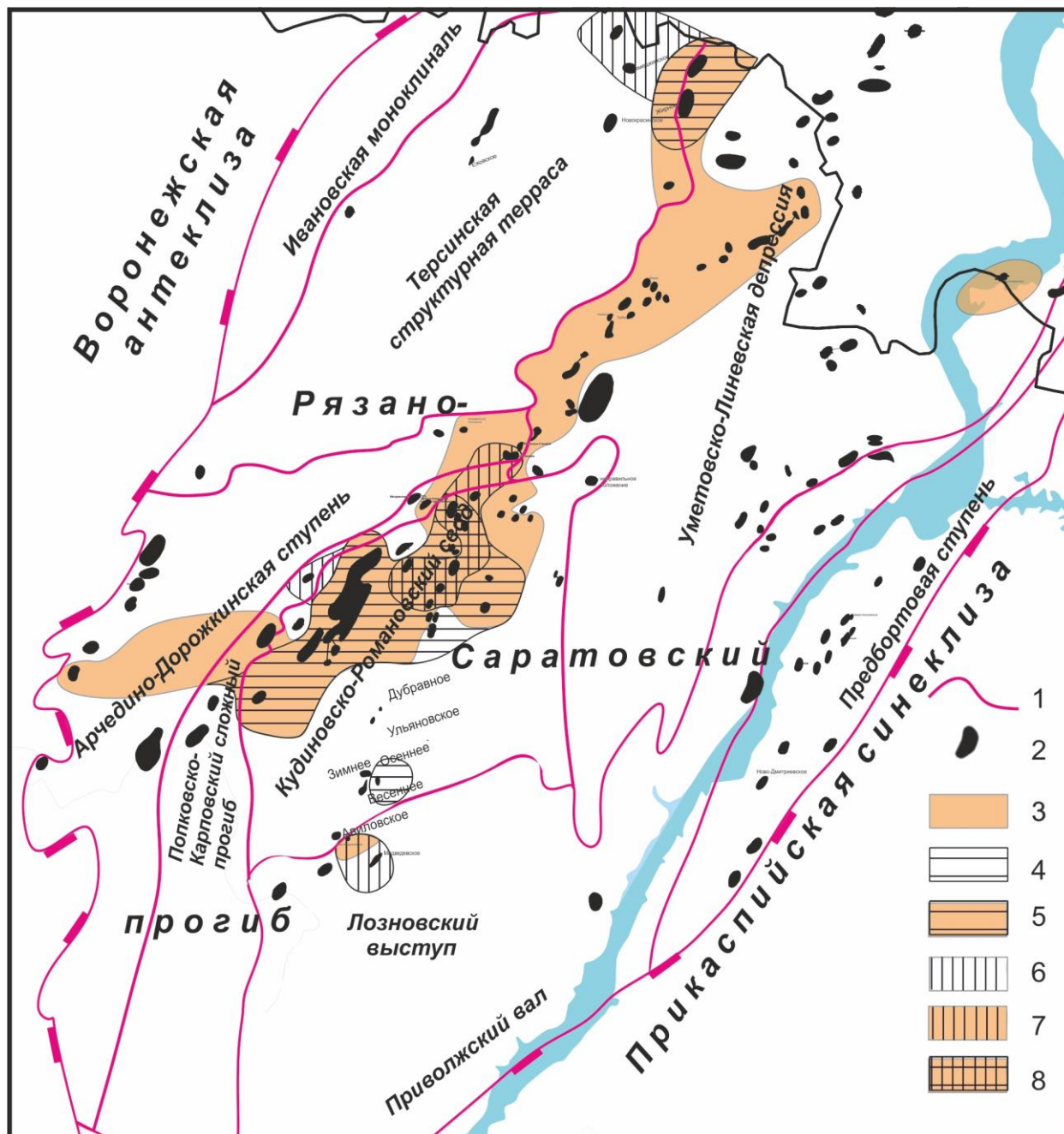


Рис. 3. Зоны нефтегазонакопления в природных резервуарах саргаевско-задонского интервала разреза:

1 – тектонические границы (по Е.В. Постновой, 2010); 2 – месторождения УВ; 3–8 – зоны нефтегазонакопления в природных резервуарах: 3 – саргаевско-задонском; 4 – саргаевско-петинском; 5 – саргаевско-петинском и перекрывающем его петинско-задонском; 6 – саргаевско-воронежском; 7 – саргаевско-воронежском и перекрывающем его воронежско-задонском; 8 – саргаевско-петинском, перекрывающем его петинско-воронежском и залегающем над ними воронежско-задонском

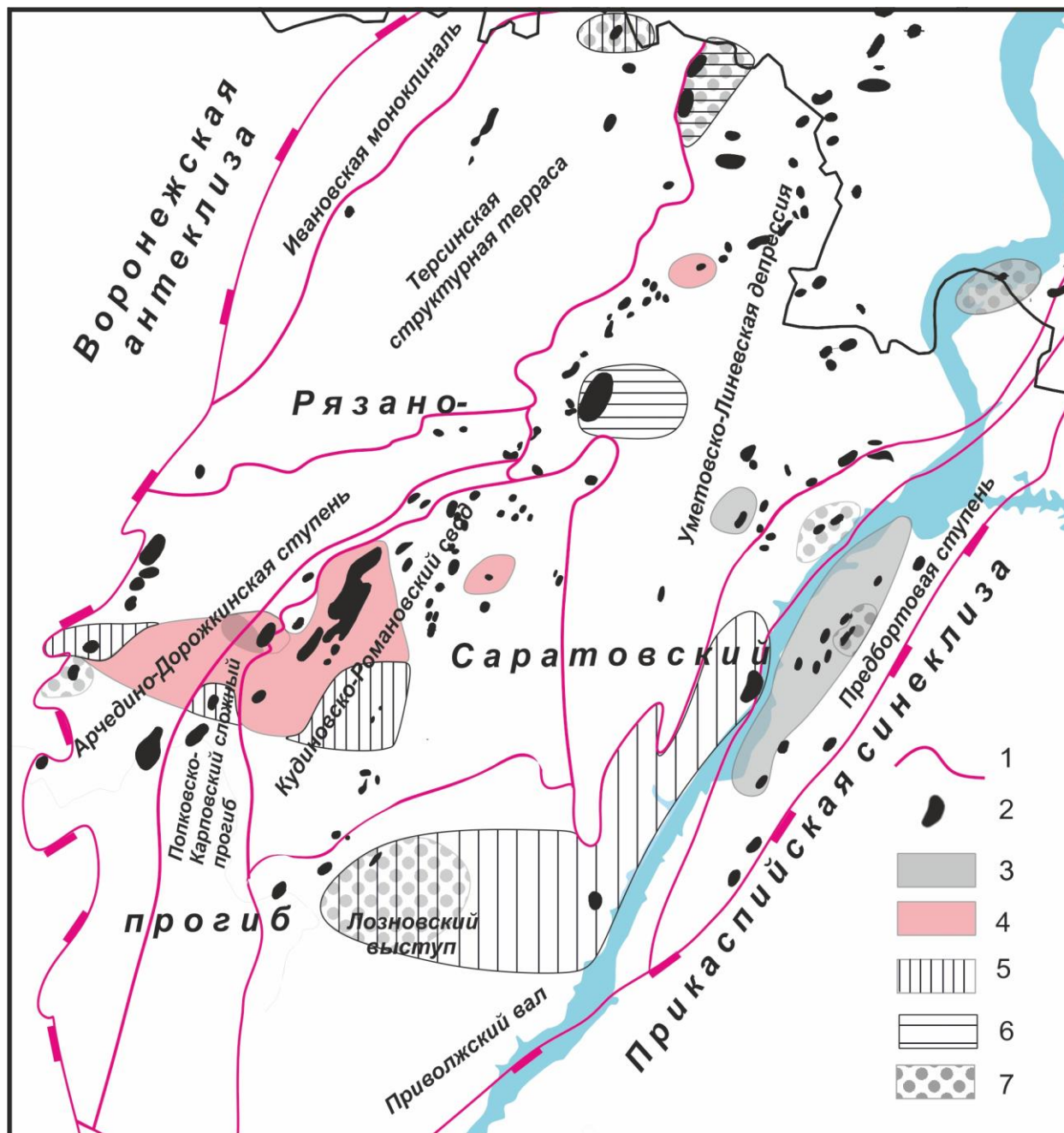


Рис. 4. Зоны нефтегазонакопления в природных резервуарах задонско-визейского интервала разреза:

- 1 – тектонические границы (по Е.В. Постновой, 2010); 2 – месторождения УВ; 3–5 – зоны нефтегазонакопления в природных резервуарах: 3 – среднефранско-визейском с глинистой истинной крышкой в верхней части турне или в низах визе; 4 – задонско-елецком; 5 – саргаевско-елецком; 6 – «гидродинамические окна» – участки отсутствия региональной турне-визейской истинной крышки, на которых залежи УВ в среднефранско-турнейских карбонатах и турне-визейских песчаниках гидродинамически связаны между собой и контролируются общей истинной крышкой позднебобриковского или тульского возраста; 7 – участки развития локальных природных резервуаров

К этому ПР принадлежит уникальное Памятно-Сасовское месторождение, включающее 3 рифа: Памятный, Сасовский и Макаровский. Высота залежи в этих рифах превышает 250 м при едином водонефтяном контакте. Уметовско-линевская толща перекрывает все рифы евлановско-ливенского возраста, за исключением района северной части восточного борта депрессии, где нижняя карбонатная пачка задонского горизонта трансгрессивно залегает на ливенской [11].

Саргаевско-петинский зональный ПР развит, в основном, внутри саргаевско-задонского субрегионального ПР – в районе северо-восточной части Терсинской террасы и в северо-восточной половине Кудиновско-Романовского свода, локально на Осеннем месторождении, содержит 27 залежей УВ на 18 месторождениях. ИП – аргиллиты и глины петинского возраста, в пределах Кудиновско-Романовской зоны каолинитово-гидролюдистого состава [12]. ЛП – петинская толща компенсации над рифами.

Саргаевско-воронежский зональный ПР выделяется на севере Терсинской террасы, на Лозновском выступе, содержит 9 залежей на 9 месторождениях.

Петинско-воронежский зональный ПР подстилается глинистой ИП саргаевско-петинского ПР, развит только небольшим участком на Кудиновско-Романовском своде, содержит 8 залежей на 5 месторождениях.

Воронежско-задонский зональный ПР встречен на севере Кудиновско-Романовского свода (Антоновское, Восточно-Кудиновское, Гуровское, Дудаченское, Ключевское, Ковалевское и другие месторождения).

На юге области распространения саргаевско-задонского ПР (Арчединское, Шляховское, Карасевское месторождения) и на отдельных участках его центральной (Кудряшовское) и северной (Овражное) частей его перекрывает задонско-елецкий преимущественно карбонатный зональный ПР с ИП в верхней части елецкого горизонта. ЛП толщиной от 3 м (Карасевское месторождение) до 23–28 м (Арчединское, Клетско-Почтовское месторождения). Продуктивная часть – карбонаты задонского и нижней части елецкого горизонтов.

Саргаевско-елецкий зональный ПР распространен в виде зон, объединяющих 2–3 месторождения на Приволжском валу (Антиповско-Балыклейское, Суводское), Лозновском выступе (Медведевское), Кудиновско-Романовском своде (Дубравное и Ульяновское), на Арчедино-Дорожкинской ступени (Клетско-Почтовское) и в Попковско-Карповском сложном прогибе (Зимовское).

Среднефранско-визейский ПР содержит еще несколько локальных ПР. Самый нижний из них – саргаевский локальный ПР на Камышинском месторождении, содержащий одну залежь в саргаевских карбонатах, экранированную саргаевской локальной ИП. На Кудиновском месторождении выделен петинско-елецкий локальный ПР. Остальные выявленные на исследованной территории локальные ПР образованы локальными ИП в фаменской (Арчединское, Зимовское месторождения) или турнейской (Северо-Алексеевское, Юрьевское месторождения) частях разреза (рис. 4).

Саргаевско-визейский объединенный терригенно-карбонатный локальный ПР развит на участках отсутствия региональной верхнетурнейско-визейской ИП среднефранско-визейского преимущественно карбонатного ПР – в нем залежи УВ и в среднефранско-турнейских карбонатах, и в верхнетурнейско-визейских песчаниках и алевролитах гидродинамически связаны между собой и контролируются общей глинистой визейской ИП бобриковского или тульского возраста. Так, Жирновское месторождение содержит объединенный визейско-турнейский ПР с ИП, представленной тульскими глинами над тульской залежью. Залежи в турнейских, бобриковских и тульских отложениях связаны между собой. Вышележащая залежь в тульских песчаниках изолирована собственной локальной ИП. Такая же картина наблюдается и на Бахметьевском месторождении. К этому ПР относятся Арчединское, Бахметьевское, Жирновское и Коробковское месторождения – 4 месторождения, 10 залежей УВ, 6 в визейских отложениях и 4 в турнейских.

Турнейско-визейский преимущественно терригенный региональный ПР начинается с кровли истинной покрышки среднефранско-визейского преимущественно карбонатного резервуара, образованной самыми нижними глинистыми слоями терригенной толщи турне или визе переменной мощности. Накоплению терригенных верхнетурнейских и визейских отложений предшествовал региональный перерыв в осадконакоплении и размыв. ИП – глины и аргиллиты верхней части тульского горизонта. Продуктивную часть резервуара составляют терригенные коллекторы (кварцевые песчаники и алевролиты) с прослоями глинистых пород. Коллекторы частично имеют линзовидный характер залегания, протягиваются в виде полос прихотливой формы и различной ширины. В прибортовой зоне Прикаспийской впадины развиты конуса выноса. Ложная покрышка, состоящая, в основном, из плотных глинистых алевролитов, изменчива

по толщине – от 1–3 м (Нижнедобринское, Новинское, Саушинское месторождения) до 58–76 м (Бахметьевское и Коробковское месторождения), иногда отсутствует.

В связи с интенсивной латеральной изменчивостью отложений и широким развитием глинистых слоев в продуктивной части регионального резервуара, на разных стратиграфических уровнях развиты локальные резервуары. Так, на Жирновском месторождении существуют 2 изолированные залежи в тульском горизонте, на Саушинском – 2 изолированные залежи в бобриковских отложениях (рис. 5).

В процессе исследований выделенные ПР были также охарактеризованы по содержанию в них объемов УВ. Для этого использовались данные Госбаланса на 01.01.17 г. [5], анализировались начальные извлекаемые запасы (текущие извлекаемые запасы и накопленная добыча). Эти данные были дополнены материалами из Госбалансов прошлых лет и сведениями, приведенными в справочных изданиях [6].

Самым «богатым» резервуаром является объединенный саргаевско-визейский ПР. Он содержит 142 млн туг на 4 месторождениях, где преобладают нефтяные залежи. Самая крупная залежь открыта в бобриковских отложениях на Коробковском месторождении (начальные извлекаемые запасы более 60 млн туг). На Жирновском месторождении в этом ПР содержится более 45 млн туг.

Наибольшие запасы УВ в эйфельско-нижнефранском преимущественно-терригенном НГК сосредоточены на месторождениях живетского ПР. Он содержит более половины всех запасов НГК – 16 млн туг, из них почти 10 млн туг – это запасы газа. Самая объемная залежь – это залежь газа в отложениях воробьевского горизонта на Кудиновском месторождении – 4,2 млн туг. Следующим по запасам является нижнефранский ПР, залежь газа в пашийских отложениях на Кудиновском месторождении с запасами 5,6 млн туг является самой значительной для этого ПР. Самый мелкий – эмско-эйфельский ПР распространен в пределах только трех месторождений и содержит 39 тыс. туг.

В карбонатном комплексе верхнего девона самым крупным является саргаевско-законский субрегиональный ПР. Он содержит порядка 80 млн туг. Самая большая залежь нефти – на Памятно-Сасовском месторождении в евлано-ливенских отложениях.

Турнейско-визейский ПР, хотя и выделяется в пределах довольно многочисленной группы месторождений (на 45 месторождениях), содержит небольшие запасы – около 25 млн туг, из них 10 млн туг приходится на газовые залежи, в основном мелкие.

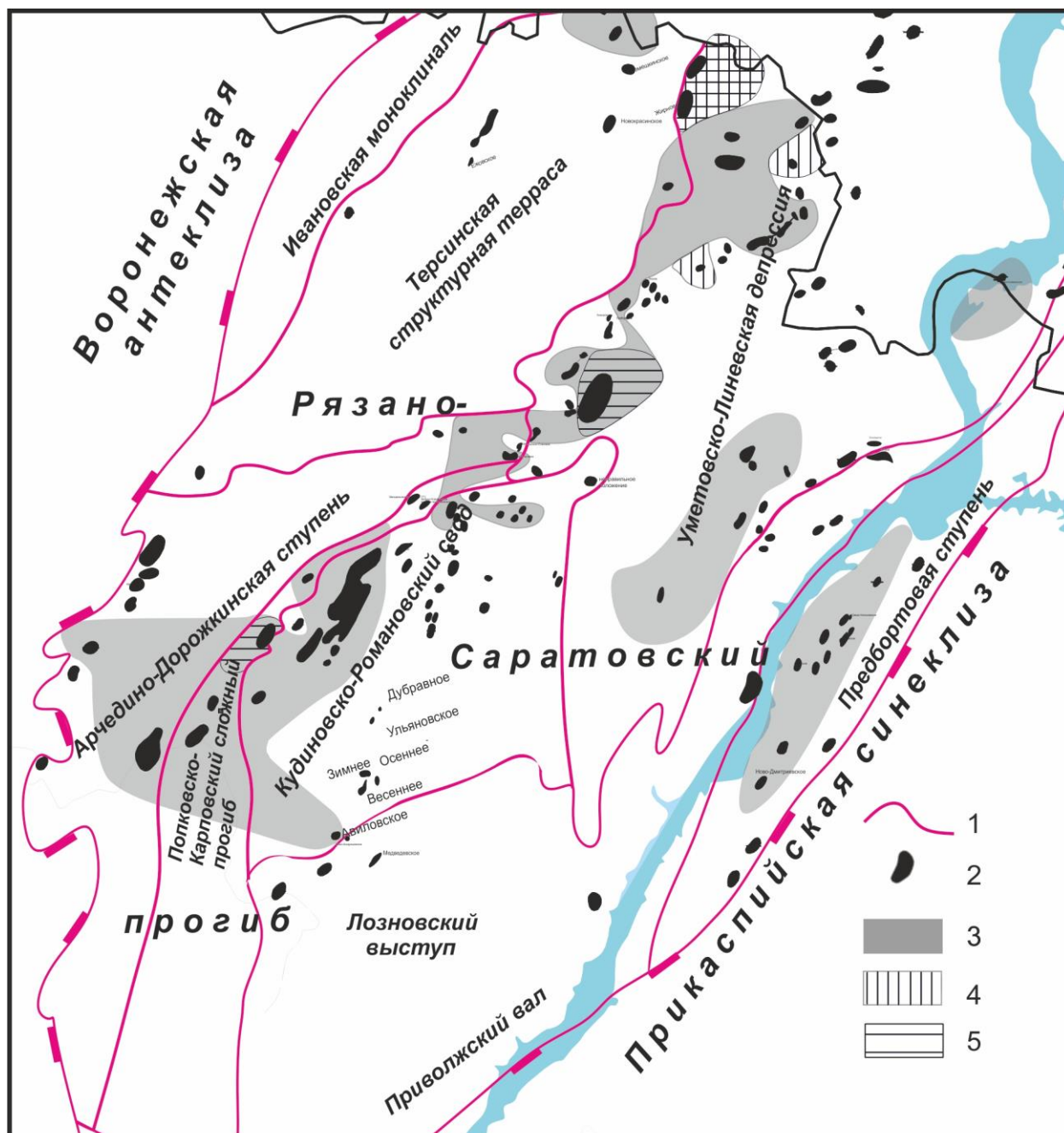


Рис. 5. Зоны нефтегазонакопления в природных резервуарах турнейско-визейского интервала разреза:

1 – тектонические границы (по Е.В. Постновой, 2010); 2 – месторождения УВ; 3, 4 – зоны нефтегазонакопления в природных резервуарах, контролируемых истинными покрышками: 3 – бобриковского возраста; 4 – тульского или алексинского возраста; 5 – участки развития объединенного саргаевско-визейского локального природного резервуара с истинной покрышкой позднебобриковского или тульского возраста, контролирующей гидродинамически связанные залежи УВ в среднефранско-турнейских карбонатах и турне-визейских песчаниках

Результаты выполненных исследований показывают, что деление осадочного чехла нефтегазоносных провинций на трехслойные природные резервуары позволяют существенно уточнить региональный и локальный прогнозы нефтегазоносности и повысить точность оценки рисков геологоразведочных работ. Кроме того, полученные данные о гидродинамической связи или изолированности залежей углеводородов многопластовых месторождений могут быть использованы при создании стратегии их разработки.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Системный подход к совершенствованию теории и практики нефтегазогеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности и формирования ресурсной базы нефтегазового комплекса России», № АААА-А17-117082360031-8).

ЛИТЕРАТУРА

1. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре / В.Д. Ильин [и др.]: Метод. рек. М.: ВНИГНИ, 1982. 52 с.
2. Прогноз нефтегазоносности локальных объектов на основе выявления ловушек в трехчленном резервуаре / В.Д. Ильин [и др.]: Метод. указания. М.: ВНИГНИ, 1986. 67 с.
3. Хитров А.М., Ильин В.Д., Савинкин П.Т. Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре: Метод. рук. М.: ВНИГНИ, 2002. 63 с.
4. Риле Е.Б. К вопросу о строении природных резервуаров углеводородов. Saarbrücken (Deutschland): LAP Lambert Academic Publishing, 2015. 96 с.
5. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 г. М.: Росгеолфонд, 2017.
6. Клещев К.А., Шейн В.С. Нефтяные и газовые месторождения России: справочник. М., 2010. 830 с.
7. Риле Е.Б., Корнеева С.А. Соотношение нефтегазоносных комплексов и трехслойных природных резервуаров (на примере Волго-Уральской НГП) // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2010. Вып. 2(2). 6 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 14.11.2018).
8. Риле Е.Б., Попова М.Н. Природные резервуары юго-западной части Волго-Уральской НГП и их нефтегазоносность // Геология, геофизика и разраб. нефт. и газовых месторождений. 2014. № 1. С. 25–34.

9. *Сикорская С.В.* Прогноз зон нефтегазонакопления с восполняемыми запасами в палеозойских отложениях Волгоградского Поволжья: Дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Ростов н/Д, 2014. 158 с.

10. *Новиков А.А., Анисимов К.П., Сапрыкин Ф.У., Саблин А.С.* Перспективы нефтегазоносности северо-восточного борта Уметовско-Линевской депрессии // Геология нефти и газа 1992. № 11. С. 19–21.

11. *Новиков А.А., Саблин А.С., Цимберг Д.И., Черный С.Я.* Перспективы открытия новых месторождений нефти во внутренней части Уметовско-Линевской депрессии // Геология нефти и газа. 1994. № 3. С. 16–25.

12. *Данилова Н.А.* Обоснование перспектив нефтегазоносности средне-позднефранских органогенных палеопостроек Кудиновско-Романовской зоны нефтегазонакопления: Дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2004. 166 с.