



УДК 553.98.04:551.243(571.5)

## КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ В РАЗЛИЧНЫХ ПО СТРОЕНИЮ ПРОВИНЦИЯХ РОССИИ

В. С. Старосельцев

Последовательно по мере ослабления роли тектонического районирования в качестве основного критерия выделения на территории России нефтегазоносных областей (НГО) рассмотрены основные нефтегазоносные и нефтегазоперспективные регионы. Ведущее положение в этом отношении занимает Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция (НГП), охватывающая большую часть Сибирской платформы. В этой НГП подавляющее большинство НГО приурочено к крупнейшим (надпорядковым по классификации 1963 г.) пликативным структурам. После предложенного автором в 2012 г. уточнения нефтегазогеологического районирования по существу аналогичный подход реализован и в выделявшейся раньше Хатангско-Виллюйской провинции на Сибирской платформе. В остальных НГП России выделение НГО контролируется чаще пликативными структурами первого, реже второго порядков или их совокупностями, реже фрагментами надпорядковых структур, например, частями бортовых зон Прикаспийской синеклизы. Особое место в выделении НГО занимают унаследованные от структур рифейского фундамента палеозойские авлакогенные структуры Тимано-Печорской НГП. Прямая связь нефтегазогеологического районирования с рифтогенными структурами наблюдается на примере Днепровско-Припятской ГНП, выделенной на украинской части территории Русской платформы. Приоритет нетектонического контроля можно видеть на примере богатейшей Западно-Сибирской НГП, где преобладающим фактором являются особенности строения нефтегазогеологического разреза.

**Ключевые слова:** нефтегазоносные провинции и области, контроль нефтегазогеологического районирования, порядки структур, унаследованность, нефтегазогеологический разрез.

## INDICATORS OF PETROLEUM REGIONS IN THE RUSSIAN PROVINCES WITH VARIOUS STRUCTURES

V. S. Staroseltsev

As the role of tectonic zonation as the major criterion of outlining of petroleum regions has been gradually reducing, the author examined the main petroleum-bearing and promising regions. The Lena-Tunguska petroleum province holds key position in this regard, which extends through the most part of the Siberian Platform, where most petroleum provinces are confined to the largest (superorder, as classified in 1963) plicative structures. The same is true for the Khatanga-Vilyui province outlined previously in the Siberian Platform after the author suggested the updated geological oil and gas zonation in 2012. In other petroleum provinces of Russia the position of petroleum regions is more often controlled by plicative structures of the first, rarer second orders or their aggregates, rarer fragments of superorder structures, e. g. the Cis-Caspian syncline sidewall parts. Aulacogenic structures of the Timanka-Pechora petroleum province inherited from the Riphean basement structures play a special part in revealing of petroleum regions. The Dnepropetrovsk-Pripyat' gas-oil-bearing province outlined within the Russkaya Platform (in its Ukrainian part) is an example of direct connection of geological oil and gas zonation with rift structures. The priority of tectonic controls is evident in the lucrative West Siberian petroleum province, where the prevailing factor is the oil and gas geological section structural features.

**Keywords:** petroleum provinces and regions, controls of geological oil and gas zonation, orders of structures, inherited features, geological oil and gas section.

Нефтегазоносные провинции (НГП) в Российской Федерации (рис. 1) существенно различаются между собой по особенностям геологического строения. Поэтому критерии выделения в их пределах нефтегазоносных областей (НГО) не могут быть одинаковыми, что проявляется прежде всего в их соотношении с тектоническими элементами различного порядка (в зависимости от площади) [5]. Представляется целесообразным последовательно (по мере ослабления при этом роли тектонического районирования в качестве основного критерия) рассмотреть выделение НГО на территории России.

Наиболее четко связь границ НГО с крупнейшими (надпорядковыми, площадью более 100 тыс. км<sup>2</sup>) пликативными структурами проявля-

ется в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на Сибирской платформе (рис. 2). Из 11 НГО четыре (Байкитская, Нелско-Ботуобинская, Анабарская и Северо-Алданская) связаны с одноименными антеклизмами, две (Присяяно-Енисейская и Предпатомская) – с отрицательными надпорядковыми структурами (синеклизой и региональным прогибом соответственно), три (Северо-Тунгусская, Южно-Тунгусская и большей частью Катангская) входят в Курейскую синеклизу, одна (Западно-Виллюйская) связана со своеобразной контрастной триадой структур первого порядка (Кемпендяйская и Ыгыаттинская впадины и разделяющий их Сунтарский свод), одна (Ангаро-Ленская) приурочена к одноименной региональной ступени.

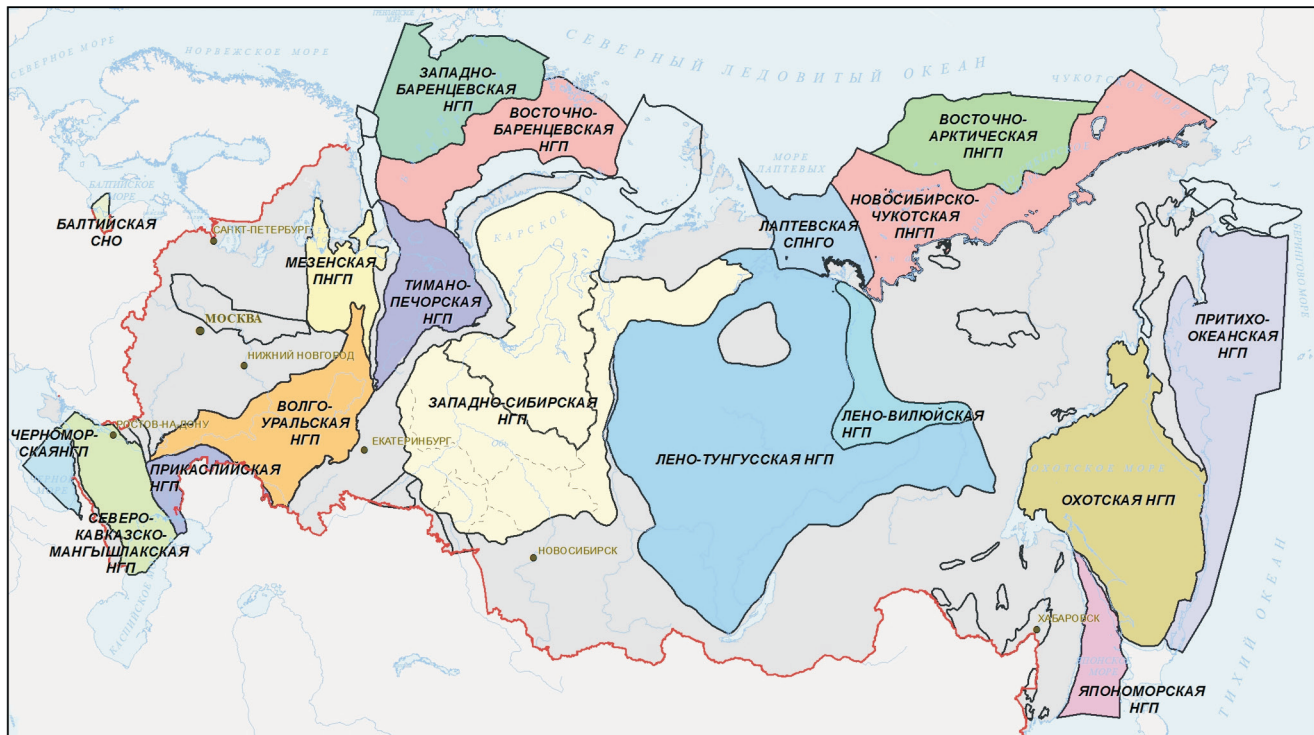


Рис. 1. Основные нефтегазоносные провинции Российской Федерации

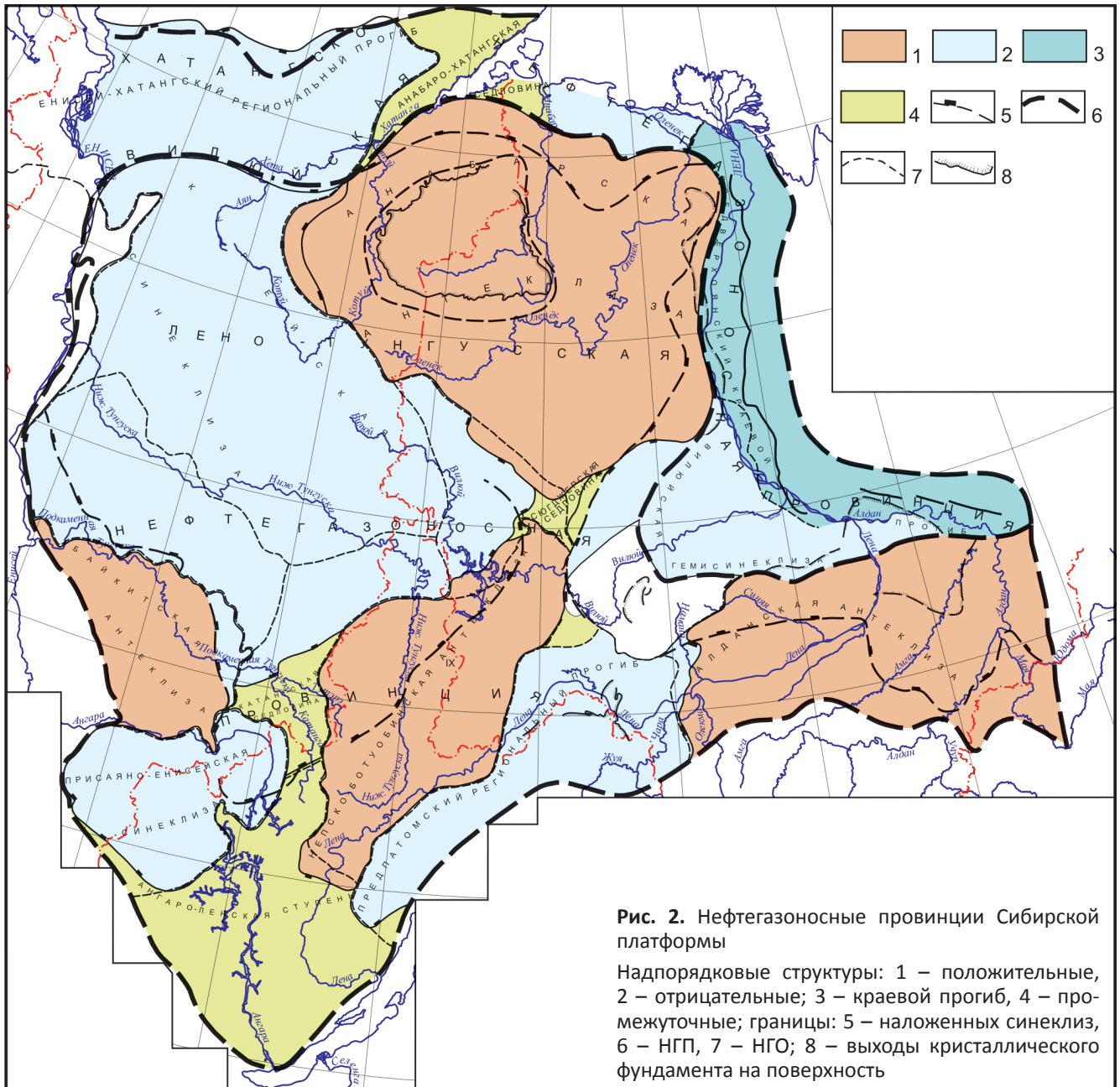
Кроме того, из-за аномально высокой дислоцированности южная часть Байкитской НГО выделена в самостоятельный нефтегазоносный Нижнеангарский район. По сути, по той же причине Приенисейское краевое поднятие Сибирской платформы, состоящее из двух интенсивно осложненных надвигами структур первого порядка (Хантайско-Рыбнинского и Курейско-Бакланихинского мегавалов) выделяется либо в самостоятельный Норильско-Туруханский нефтегазоносный район (НГР), либо (на последних картах) – в НГО. Разделение Курейской синеклизы на три НГО обусловлено значительной разницей в стратиграфическом диапазоне нефтегазоперспективных горизонтов.

Таким образом, на площади около 3,5 млн км<sup>2</sup> (больше трех четвертей Сибирской платформы) отчетливо выражено различие основных тектонических элементов по набору геологических характеристик, определяющих закономерности распределения углеводородных скоплений по их стратиграфическому положению и типам строения. Благодаря этому и проявляется тесная связь выделяемых НГО с крупнейшими тектоническими элементами (надпорядковыми) или совокупностью крупных (первого порядка), сходных по аномальным характеристикам дислоцированности.

Нефтегазогеологическое районирование расположенной вдоль северной и восточной окраин Сибирской платформы территории в последние годы претерпело существенные изменения. До 2000-х гг. здесь выделялась единая Хатангско-Вилуйская НГП с преимущественно мезозойским терригенным этажом нефтегазоносности (см. рис. 2). Однако проведенные в последние годы морские

сейсморазведочные работы в Хатангском заливе и на шельфе моря Лаптевых позволили предложить несколько иное нефтегазогеологическое районирование [6]. Приуроченная к Енисей-Хатангскому региональному прогибу одноименная НГО теперь отнесена к Западно-Сибирской НГП, так как, по существу, является северо-восточным заливом Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Наряду с ней на северо-востоке Сибирской платформы и на шельфе моря Лаптевых выделяется Хатангско-Лаптевская НГО (рис. 3) с перспективным рифейско-палеозойско-мезозойским этажом нефтегазоносности, как и в Вилуйской НГО [3]. Между этими НГО, приуроченными к одноименным синеклизам, расположена Предверхоанская, приуроченная к одноименному краевому прогибу и образующая вместе с ними единую Лаптевско-Вилуйскую НГП [6]. Таким образом, на северной и восточной окраинах Сибирской платформы нефтегазоносные области контролируются надпорядковыми тектоническими элементами (с запада на восток и юго-восток): региональным прогибом, синеклизой, краевым прогибом и синеклизой.

Следовательно, Сибирская платформа в целом является ярким примером тесной связи выделяемых НГО с крупнейшими или (редко) с совокупностью крупных тектонических элементов. При этом Сибирская платформа, фундамент которой, как и Русской (Восточно-Европейской), преимущественно архейский, отличается от последней почти повсеместным (исключая Алданский щит и Анабарский архейский массив) распространением перспективных на нефть и газ отложений, хотя и различного стратиграфического диапазона. НГП на Русской платформе зани-



**Рис. 2.** Нефтегазоносные провинции Сибирской платформы

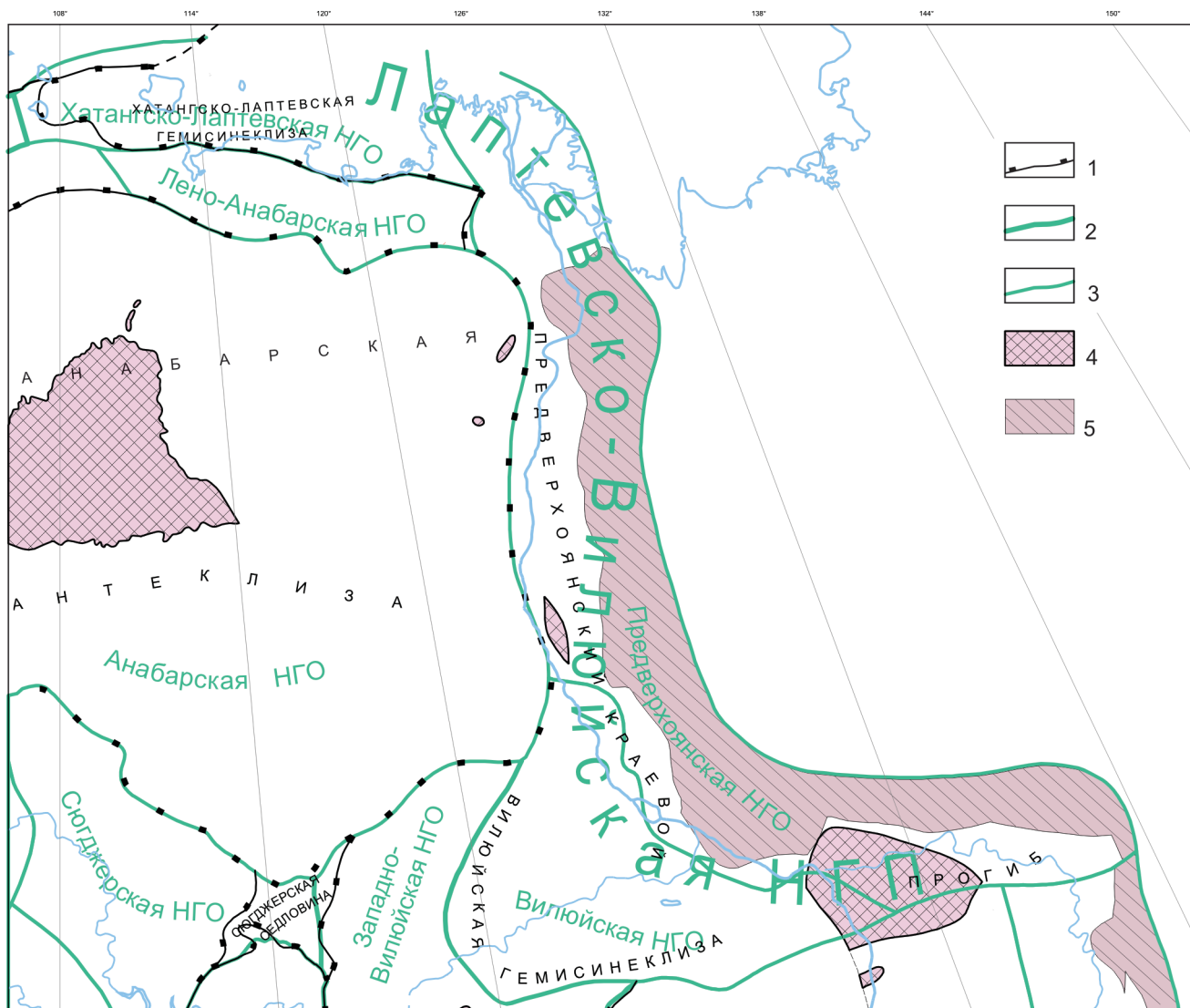
Надпорядковые структуры: 1 – положительные, 2 – отрицательные; 3 – краевой прогиб, 4 – промежуточные; границы: 5 – наложенных синеклиз, 6 – НПП, 7 – НПО; 8 – выходы кристаллического фундамента на поверхность

мают изолированное, преимущественно окраинное положение (см. рис. 1) и характеризуются несколькими критериями разделения на НГО.

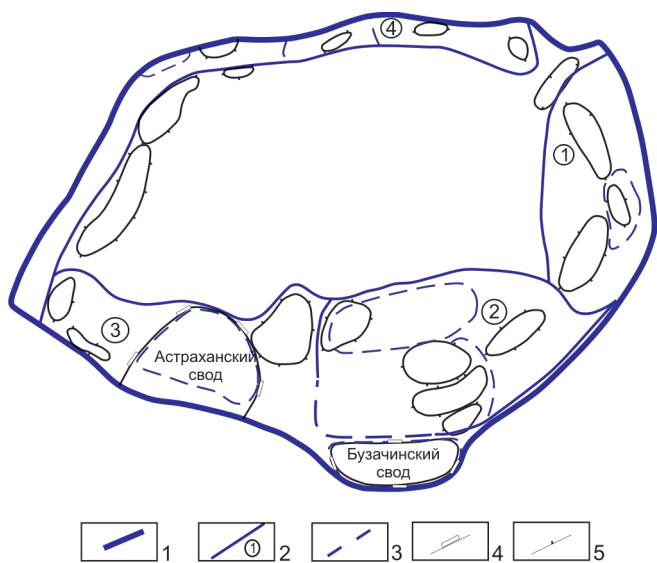
На крайнем юго-востоке Русской платформы расположена Прикаспийская НПП [1, 4], приуроченная в основном к одноименной надпорядковой структуре – синеклизе, к которой с юга примыкает Бузачинский свод, выделяемый в отдельный НГР. Ее разделение на НГО осуществлено с учетом тектонического положения на фрагментах бортовой зоны синеклизы (рис. 4), особенностей строения разрезов и положением продуктивных горизонтов. Так, выделяемая к западу от Примугоджарско-Сакмарской зоны складок Урала Жаркамыско-Енбекская НГО включает несколько поднятий второго порядка, вытянутых цепочкой вдоль восточного борта Прикаспийской синеклизы (см. рис. 4). Суммарная толщина среднекаменноугольно-меловых

продуктивных отложений превышает 3 км и характеризуется преобладанием нефти как в подсолевых среднекаменноугольных преимущественно карбонатных и нижнепермских терригенных отложениях, так и в надсолевых терригенных нижнепермских и триасовых, а также в карбонатных юрских и меловых отложениях.

На примыкающем к Туранской плите юго-восточном борту Прикаспийской синеклизы выделяется Южно-Эмбинская НГО, объединяющая несколько зон небольших поднятий, в строении которых участвуют отложения, аналогичные описанным для Жаркамыско-Енбекской НГО, но с существенно большим количеством продуктивных горизонтов и разнообразием углеводородных флюидов. На примыкающем к Скифской плите юго-западном борту Прикаспийской синеклизы выделяется Астраханско-Калмыцкая НГО, существенным от-



**Рис. 3.** Карта тектонического и нефтегазогеологического районирования северо-востока Сибирской платформы  
 Границы: 1 – надпорядковых структур, 2 – нефтегазоносной провинции, 3 – нефтегазоносной области; 4 – выходы фундамента на поверхность или под юрские отложения; 5 – зона шарьяжно-надвигового строения



**Рис. 4.** Схема нефтегазоперспективного районирования Прикаспийской НГП

Границы: 1 – нефтегазоносной провинции, 2 – нефтегазоносных областей, 3 – нефтегазоносных районов; 4 – своды; 5 – зоны поднятий; НГО: 1 – Жаркамышско-Енбекская, 2 – Южно-Эмбинская, 3 – Астраханско-Калмыцкая, 4 – Волгоградско-Караганакская

личием которой от предыдущей является возникновение (наряду с зонами небольших поднятий) крупного Астраханского свода с одноименным

гигантским газоконденсатным месторождением в среднекаменноугольных подсолевых ( $P_1$ ) отложениях. Вдоль северо-западного и западного относитель-



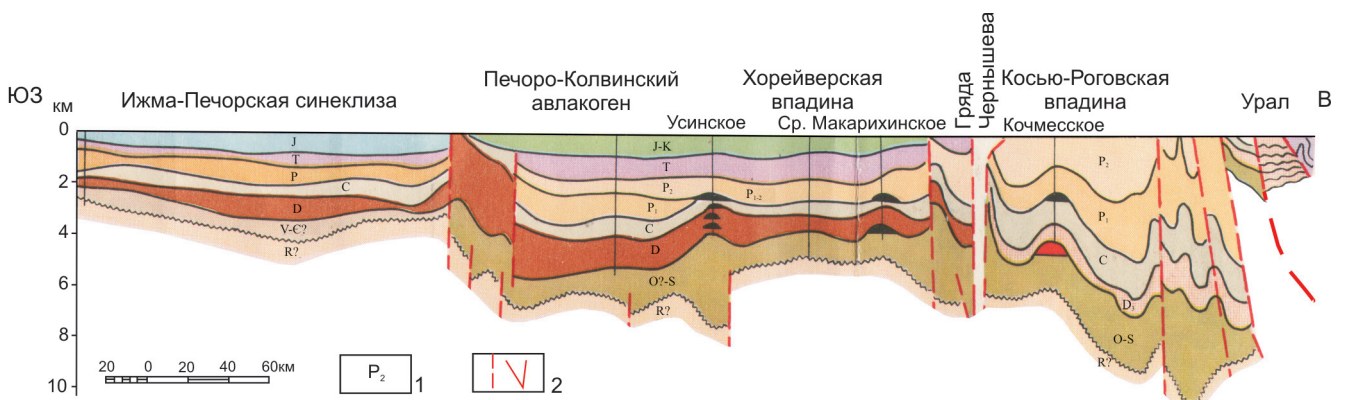
тельно узких ступенеобразных бортов Прикаспийской синеклизы выделяется Волгоградско-Карачаганская НГО, в которой в нижнепермских нередко органогенных карбонатных ловушках практически под раннепермскими солями обнаружены нефтяные и газоконденсатные месторождения, расположение которых тесно связано с тектоническими уступами.

Таким образом, на Сибирской платформе нефтегазоносные провинции охватывают не одну крупнейшую (надпорядковую) пликтивную структуру. В отличие от нее на Русской платформе нефтегазоносная провинция может располагаться в пределах одной надпорядковой структуры, как, например, Прикаспийская. Соответственно, выделение нефтегазоносных областей может контролироваться лишь особенностями геологического строения различных частей надпорядковой структуры. На первый план выходит не связь геологических особенностей, важных для формирования скоплений нефти и газа, с пространством надпорядковой структуры в целом, а отличительные черты различных частей последней.

Еще больше сокращается значение тектонических структур при выделении нефтегазоносных областей в Волго-Уральской НГП, расположенной на востоке Русской платформы непосредственно к северу от Прикаспийской [2, 4]. Волго-Уральская НГП занимает лишь часть такой надпорядковой тектонической структуры, как Предуральский краевой

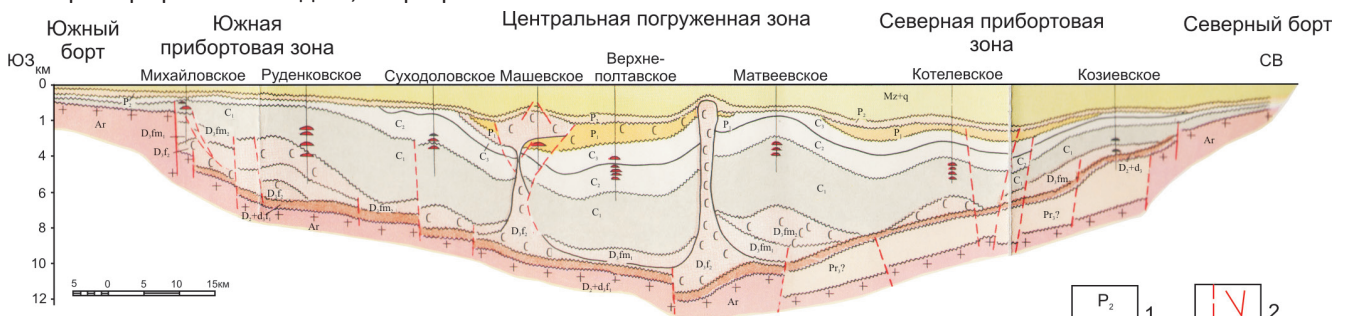
прогиб. В ее пределах нефтегазоносные области приурочены либо преимущественно к структурам первого порядка (например, Татарская НГО), либо к группам (зонам) относительно небольших структур (например, Средне- и Нижневолжская НГО). Следовательно, изменение особенностей геологического строения, определяющих пространственное положение углеводородных скоплений, в Волго-Уральской НГП контролируется не надпорядковыми (крупнейшими) структурами, а отдельными крупными (первого порядка) или совокупностью средних (второго порядка) пликтивных структур.

К северу от Волго-Уральской расположена Тимано-Печорская НГП [1, 4]. Ее принадлежность к Русской платформе является дискуссионной из-за относительно молодого (рифейского) возраста ее фундамента. Такая ее особенность оказала существенное влияние на обоснование разделения общей территории провинции на надпорядковые и первого порядка структуры (рис. 5) и соответствующие им нефтегазоносные области. Над многими структурами рифейского фундамента, имеющими преимущественно северо-западную ориентировку, в раннем и среднем палеозое развивались рифтогенные прогибы, испытавшие позднее инверсию тектонических движений с образованием над прогибами вытянутых в том же направлении поднятий авлакогенного типа (см. рис. 5). Именно к таким поднятиям приурочены многочисленные нефтяные скопления.



**Рис. 5.** Субширотный геологический профиль через северо-западные авлакогенные структуры Тимано-Печорской НГП

1 – стратиграфический индекс; 2 – разрывы



**Рис. 6.** Поперечный профиль через Днепровско-Донецкую часть Днепровско-Припятской НГП

Усл. обозн. см. на рис. 5

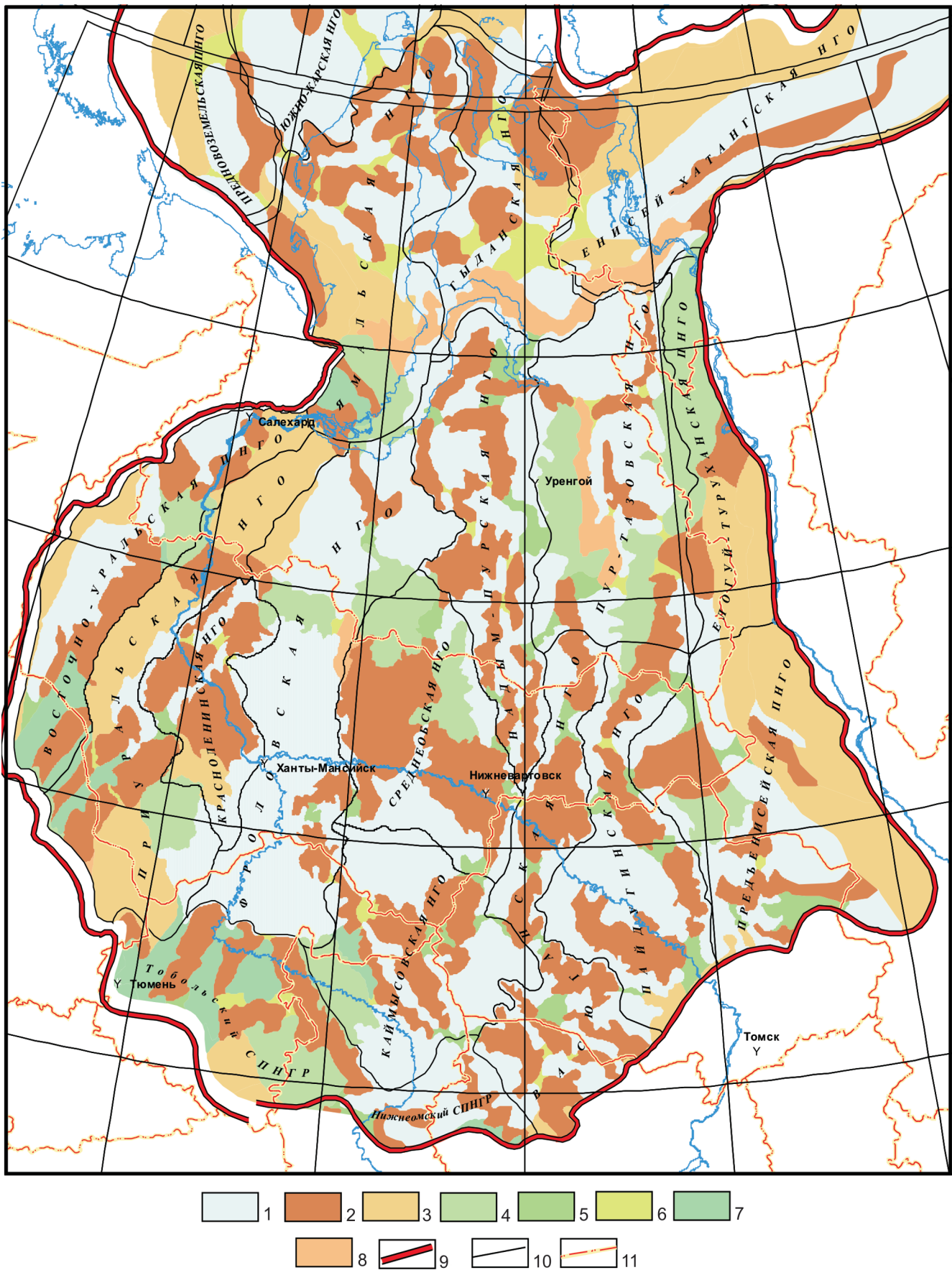


Рис. 7. Нефтегазогеологическое районирование Западно-Сибирской НГП (по А. В. Шпильману, 2014 г.)

1 – мегапрогиб, мегавпадина; 2 – мегавал, выступ, свод; 3 – моноклираль; 4 – мегатерраса; 5 – мегаседловина; 6 – седловина; 7 – мегаложбина; 8 – терраса, гряда; граница: 9 – НГП, 10 – НГО, 11 – административная



Ориентировка не только валлообразных структур в целом, но и Ижма-Печорской синеклизы и впадин в Тимано-Печорской НГП, расположенных северо-восточнее, северо-западная, как и рифейских структур фундамента. Это лишнее подчеркивает отличие указанной территории от собственно Русской платформы. Кроме того, на востоке и северо-востоке провинции выделяется ряд структур первого и второго порядков, вытянутых параллельно складчатой системе Северного Урала. В соответствии с перечисленными тектоническими элементами Тимано-Печорская НГП разделяется на следующие НГО: Тиманскую, приуроченную к склонам Тиманского кряжа, Ижма-Печорскую – к одноименной синеклизе, Печоро-Колвинскую – к одноименному авлакогену, Хорейвер-Мореюскую – к Хорейверской впадине и Варандей-Адзвинской структурной зоне. Все эти структурные элементы вытянуты в северо-западном направлении. Субдискордантно к ним расположена Северо-Предуральская НГО, вытянутая параллельно субмеридиональной системе впадин Северо-Предуральского прогиба. Следовательно, тектонически предопределенная совокупность нефтегазоносных областей в целом характерна для Тимано-Печорской НГП. В отличие от тектонически предопределенных нефтегазоносных областей Сибирской платформы в Тимано-Печорской НГП масштаб контролирующих нефтегазогеологическое районирование тектонических структур на 1–2 порядка мельче.

За пределами Российской Федерации на Русской платформе расположена еще одна газонефтеносная провинция (ГНП) – Днепровско-Припятская [1, 4], которая характеризуется небольшой (всего около 100 тыс. км<sup>2</sup>) площадью, но уникальной тектонической позицией. Она целиком приурочена к ярко выраженной рифтогенной структуре (рис. 6), разделяющей Украинский щит на юго-западе и Воронежскую антеклизу на севере. Днепровско-Припятская ГНП разделяется на Припятскую НГО, меньшую по площади (около 32 тыс. км<sup>2</sup>) и суммарной толщине осадочного выполнения (до 5 км), и Днепровско-Донецкую ГНО (около 75 тыс. км<sup>2</sup> и до 12–20 км соответственно). В поперечном сечении эти структуры имеют по фундаменту отчетливо выраженное блоковое строение (см. рис. 6) со ступенчатой погружением к осевой зоне и, по существу, представляют собой телескопические грабены. Разница заключается лишь в крутом наклоне поверхностей сместителей сбросов в Припятской НГО к центру, что может обусловить проявление на глубине их листрического характера.

Особого внимания в этой провинции заслуживает характер постседиментационного перемещения солей, находящихся на разных глубинах и разных стратиграфических уровнях. В Припятской НГО соли развиты только в девонских отложениях и на глубинах до 2–3 км, без образования

солянокупольных структур. В Днепровско-Донецкой ГНО соли в девоне залегают на глубинах около 8–10 км и образуют соляные купола, поднимающиеся до глубин 0,5–1 км. Аналогичная ситуация наблюдается и в Прикаспийской НГП. По существу, аналогичная картина и на Сибирской платформе, где кембрийские соли на глубинах 2–3 км не образуют типичных соляных куполов, а девонские (в Кемпедяйской впадине) с глубины 6–8 км образуют соляные купола, поднимающиеся через юрские отложения практически до поверхности.

Таким образом, критериями, контролирующими геологическое строение и нефтегазоносность в описанных регионах, являются преимущественно их тектонические особенности разного масштаба. Возникает резонный вопрос: нет ли исключений из таких закономерностей? Анализируя критерии, контролирующие нефтегазогеологическое районирование богатейшей Западно-Сибирской НГП [1, 4], можно ответить на этот вопрос положительно, если не считать тектонические факторы определяющими. Это нетрудно заметить, анализируя современное нефтегазогеологическое районирование Западно-Сибирской НГП (рис. 7). Большинство нефтегазоносных областей охватывает по несколько пликтивных структур – крупных (первого порядка) и средних (второго порядка). Традиционно выделяемые такие надпорядковые тектонические элементы, как Внешний пояс, Внутренняя область с Обской ступенью и Ямало-Тазовской депрессией практически не оказывают влияния на конфигурацию определяемых в настоящее время нефтегазоносных областей. Последние часто полностью или частично охватывают по несколько структур первого или второго порядков, что, естественно, снижает значение тектонических критериев при нефтегазогеологическом районировании.

Итак, анализ показывает, что в Российской Федерации тектонические факторы, контролирующие разделение нефтегазоносных провинций на области, весьма многообразны. Наряду с зависимостью контуров НГО от местоположения крупнейших (надпорядковых) положительных и отрицательных структур наблюдается тесная связь элементов нефтегазогеологического районирования с меньшими по размеру, но специфичными по истории формирования дислокациями (авлакогенами, рифтами, краевыми прогибами или их частями). Крайним вариантом можно считать объединение в нефтегазоносную область совокупности структур первого и второго порядков с общим типом нефтегазоперспективного разреза.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Геологические** проблемы развития поисково-разведочных работ на нефть и газ в СССР [Текст] / С. П. Максимов, И. М. Алиев, Г. Х. Дикенштейн, Ю. Н. Швембергер. – М., 1980. – 60 с.



2. **Геология** нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Текст] / С. П. Максимов, В. А. Киров, В. А. Клубов [и др.]. – М. : Недра, 1970. – 804 с.

3. **Конторович, А. Э.** Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы [Текст] / А. Э. Конторович, Н. В. Мельников, В. С. Старосельцев // Геология нефти и газа. – 1975. – № 2. – С. 6–16.

4. **Нефтегазоносные** провинции СССР [Текст] / Г. Х. Дикенштейн, И. М. Алиев, Г. А. Аржевский [и др.]. – М. : Недра, 1977. – 328 с.

5. **Решение** совещания по классификации платформенных структур [Текст] / Советская геология. – 1963. – № 11. – С. 145–153.

6. **Старосельцев, В. С.** Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование южного побережья и прилегающего шельфа моря Лаптевых [Текст] / В. С. Старосельцев // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 3(11). – С. 32–37.

## REFERENCES

1. Maksimov S.P., Aliev I.M., Dikenshteyn G.Kh., Shvemberger Yu.N. *Geologicheskie problemy razvitiya poiskovo-razvedochnykh работ na neft' i gaz v SSSR*

[Geological issues of petroleum prospecting in the USSR]. Moscow, 1980. 60 p. (In Russ.).

2. Maksimov S.P., Kirov V.A., Klubov V.A., et al. *Geologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii* [Geology and oil and gas fields of the Volga-Urals petroleum Province]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 804 p. (In Russ.).

3. Kontorovich A.E., Melnikov N.V., Staroseltsev V.S. [Petroleum zonation of the Siberian Platform]. *Geologiya nefti i gaza – Petroleum Geology*, 1975, no. 2, pp. 6–16. (In Russ.).

4. Dikenshteyn G.Kh., Aliev I.M., Arzhevskiy G.A., et al. *Neftegazonosnye provintsii SSSR* [Petroleum provinces of the USSR]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 328 p. (In Russ.).

5. [Decisions of the Meeting on classification of platform structures]. *Sovetskaya geologiya – Soviet geology*, 1963, no. 11, pp. 145–153. (In Russ.).

6. Staroseltsev V.S. [Tectonic and oil and gas geological zoning of the southern coast and the adjoining shelf of the Laptev Sea]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2012, no. 3(11), pp. 32–37. (In Russ.).

© В. С. Старосельцев, 2015

**СТАРОСЕЛЬЦЕВ Валерий Степанович**, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, науч. консультант, д. г.-м. н., профессор. E-mail: [valerii.staroselcev@sniiggims.ru](mailto:valerii.staroselcev@sniiggims.ru)

**STAROSELTSEV Valery**, DSc, Professor, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGIMS), Novosibirsk, Russia. E-mail: [valerii.staroselcev@sniiggims.ru](mailto:valerii.staroselcev@sniiggims.ru)