

от него, а также от Пионерского месторождения, возможно находится зона с продуктивностью эйфельских отложений. Не исключено также, что по ним ЗНГН протягивается вдоль южного склона вала от Квасниковского и Розовского месторождений. Более осторожный вариант исходит из того, что Квасниковский и Розовский участки не соединяются. Севернее по этим отложениям прогнозируется объединение в общую ЗНГН Южно-Грязнушинского и Восточно-Советского месторождений с вероятным открытием новых залежей вблизи них.

Наконец, по нижнефранской части НГК поиски нефтяных залежей перспективны в Соколовогорско-Квасниковской зоне, а газовых – между Васнецовско-Любимовской и Горчаковско-Тамбовской зонами. Не исключено, правда, что Соколовогорская и Квасниковская зоны обособлены друг от друга. Что же касается объектов поисков, то наиболее вероятны неантиклинальные ловушки с разными видами экранирования, включая комбинированное.

Таким образом, учитывая приведенные сведения, можно сделать два основных вывода.

1. Особенности нефтегазоносности месторождений Степновского вала и зональности нефтегазонакопления на нем позволяют наметить перспективные участки для поисков новых залежей в разных НГК и отдельных частях эйфельско-нижнефранского НГК (терригенный девон).

2. Степновский вал по зональности нефтегазонакопления в общем сходен с другими районами, прежде всего с Нижневолжской НГО. Поэтому пример рекомендуемого подхода к поискам новых залежей в нефтегазодобывающих районах с высокой степенью изученности может быть использован достаточно широко с учетом специфики каждого района.

ЛИТЕРАТУРА

1. Волков А.М. Прогноз нефтегазоносности локальных поднятий методами распознавания образов. Свердловск: Средне-Уральское кн. изд-во. – 1975. – 168 с.
2. Кононов Ю.С. Особенности продуктивности девонских отложений Нижневолжской нефтегазоносной области // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1998. – № 10. – С. 15–19.
3. Кононов Ю.С. Зональность нефтегазонакопления в южной части Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа. – 1999. – № 5-6. – С. 15–21.
4. Кононов Ю.С. Геоструктурно-формационные особенности Нижневолжской нефтегазоносной области // Отечественная геология. – 2000. – № 3. – С. 14–20.
5. Кононов Ю.С. Детализация нефтегазоносных комплексов в Поволжье // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып. 27. – С. 12–16.
6. Мальшиев А.В., Никитин Ю.И. Геологические предпосылки развития нефтегазодобычи в Саратовской области // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1991. – Вып. 1. – С. 39–46.

УДК 553.98.048

РЕСУРСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ ВЕРХНЕДЕВОНСКО-ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ДЕПРЕССИИ (ПО ДАННЫМ ОБЪЕМНО-ГЕНЕТИЧЕСКОГО МЕТОДА)

О.И. Сиротенко, В.И. Дурникин, С.В. Матяшов, Т.В. Карасева
(КамНИИКИГС, ПГТУ, ЗАО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)

Снижение ресурсной базы по нефти и газу в Пермской области делает весьма актуальной оценку перспектив новых территорий малоизученных северных районов Пермской области. К ним

относится южная часть Верхнепечорской депрессии, обладающая, по предварительным данным, значительными запасами углеводородного сырья.

Авторами выполнена оценка ресурсов нефти верхнедевонско-турнейского комплекса юга Верхнепечорской депрессии с помощью объемно-генетического метода, который считается наиболее эффективным в условиях низкой изученности отложений и обычно дает максимальное значение ресурсов. Сделанные ранее оценки [1] были откорректированы благодаря новому фактическому материалу, который получен при проведении сейсморазведочных

Рассмотрены геолого-геохимические условия нефтегазоносности и произведена оценка ресурсов нефти объемно-генетическим методом в южной части Верхнепечорской депрессии.

The petroleum geology and geochemistry with estimation of oil resources of the southern part of Verchnepetchora basin are submitted.

работ в последние годы и бурении параметрической скв. 1–Волимской.

Геологическое строение. Рассматриваемая перспективная территория располагается в южной части Верхнепечорской депрессии и ограничивается с юго-запада Ксенофонтовской и Вижаихинской антиклиналями юго-восточного продолжения структур Восточного Тимана. С юго-востока она контактирует с надвиговыми системами Ухтымского, Гассельского и Кикусского блоков-антиклиналей, а на севере – с Талицко-Булдырьинской синклиальной зоной.

Имеющийся геолого-геофизический материал по палеозойскому разрезу (данные детальных сейсмических работ 2000–2003 гг. ОАО "Пермнефтегеофизика" и ОАО "Тимано-Печорский научно-исследовательский центр"), а также результаты исследования

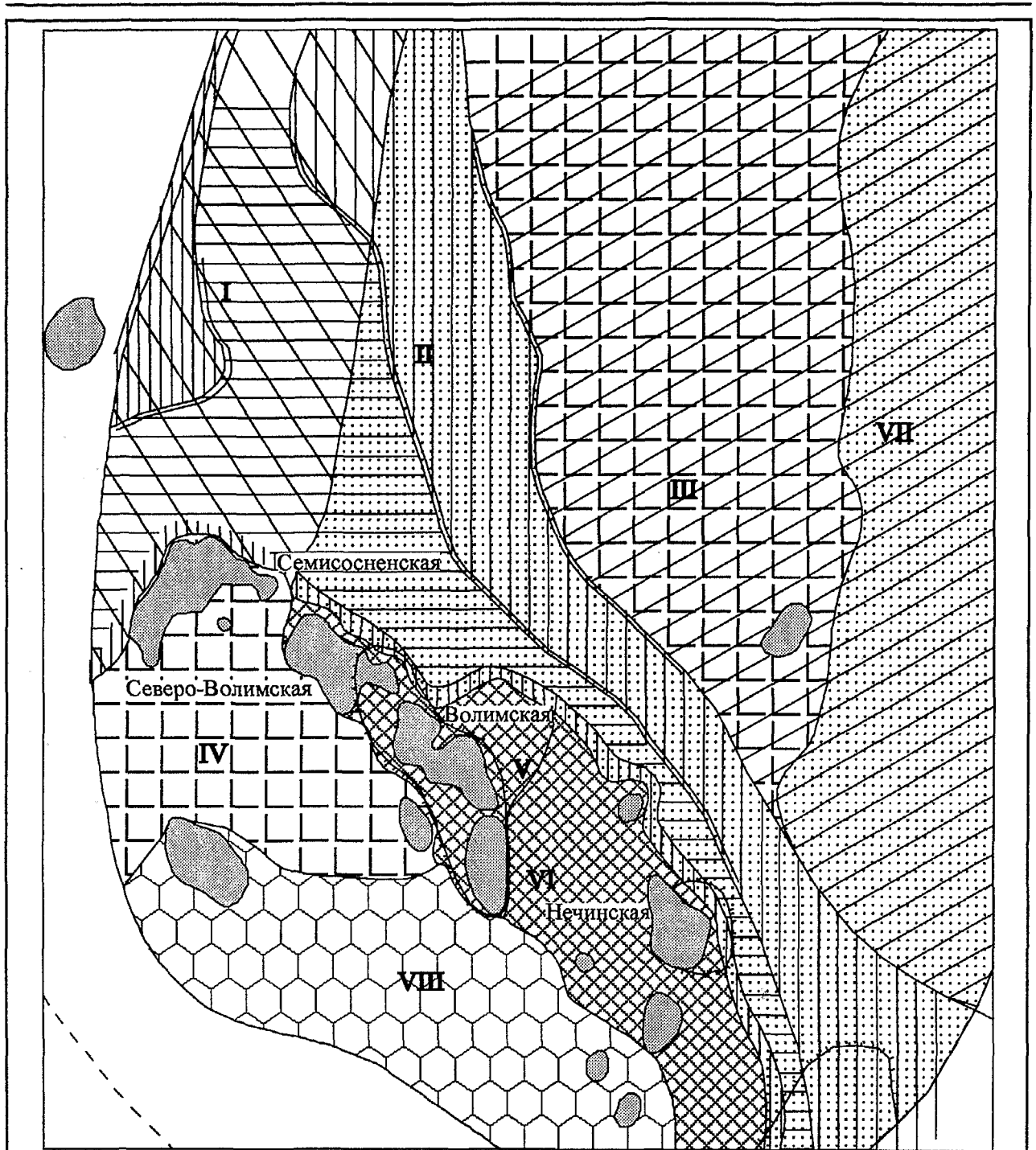


Рис. 1. Прогнозные ресурсы нефти верхнедевонско-турнейского комплекса пород юга Верхнепечорской депрессии

Условные обозначения:

Плотность ресурсов углеводородов
тыс. т на 1 км²

сейсмofации клиноформных образований турнейского возраста (по материалам ОАО "Пермнефтегеофизика"):		границы:	НСР (геол.)
	преимущественного развития массивных карбонатных образований		
	клиноформного заполнения раннетурнейского (?) возраста		
	клиноформного заполнения позднетурнейского (?) возраста		
	преимущественно глинистых отложений позднетурнейского (?) возраста центральной части прогиба		
			50-100
			30-50
			10-30
			5-10
			<

керна параметрической скв. 1–Волимской свидетельствуют о наличии здесь сводового, бортового и депрессионного типов разрезов позднедевонско-турнейского возраста.

С в о д о в ы й (участок VIII на рис. 1) тип разреза мощностью около 250 м выделяется в южной части территории и примыкает к Ксенофоновско-Вижахинской антиклинальной зоне. По аналогии с такими же разрезами Вишерского Урала он представлен маломощной толщей слоистых и тонкослоистых загипсованных доломитов и коричневато-серых обломочно-оолитовых известняков с прослоями доломитовых мергелей.

Б о р т о в о й (участки IV, V, VI) тип разреза мощностью 450...500 м сложен известняками серыми и коричневато-серыми, в различной степени доломитизированными, детритовыми, биоморфными, органогенно-обломочными, оолитовыми, карбонатными конгломерато-брекчиями с сульфатным цементом, кавернозными доломитами с массивной текстурой.

Д е п р е с с и о н н ы й (участки I, II, III, VII) тип разреза в фаменской части представлен известняками тонкослоистыми, серыми и почти черными, спиккуловыми, в различной степени глинистыми и окремненными, с прослоями сильнобитуминозных, часто известковистых аргиллитов и мергелей. Характер разреза и мощность отложений свидетельствуют о компенсированном осадконакоплении, проходившем в открытом водоеме с изменяющейся соленостью в сторону опреснения. Турнейские породы сложены серыми и темно-серыми аргиллитами, битуминозными, алевритистыми, известковистыми. Толщина фаменско-турнейских отложений около 370 м.

Классические депрессионные фации располагаются севернее исследуемой территории и представлены кремнисто-глинисто-карбонатным разрезом сланцеватых аргиллитов, в различной степени известковистых, с прослоями серого и черного битуминозно-спиккулового кремня.

Увеличение глинистости разреза верхнедевонско-турнейских отложений происходит в восточном и северо-восточном направлениях.

Расчет плотности начальных суммарных ресурсов нефти производился в соответствии с действующими инструкциями по количественной оценке ресурсов нефти, газа и конденсата [2, 3].

Нефтегазопроявления по керну скв. 1–Волимской отмечены в доманиковых, франских, фаменских, серпуховских, башкирских и верейских отложениях.

По результатам геохимических исследований (данные М.Г. Фрик, Г.И. Титовой, 2002) установлены зоны повышенных концентраций жидких и тяжелых газообразных углеводородов повсеместно по разрезу скважины: эйфельские песчаники, фаменские известняки, бобриковские аргиллиты, окские известняки и мергели, нижнепермские известняки.

Нефтематеринские свиты в депрессионных и бортовых разрезах в верхнедевонско-турнейской толще представлены в основном глинисто-карбонатными и глинистыми отложениями. Соотношение пород

в верхнедевонско-турнейской толще меняется в сторону большей глинизации разреза от бортовых к депрессионным фациям, от более древних к более молодым отложениям и по площади – в восточном, северном и северо-восточном направлениях. Нефтематеринские породы, представленные главным образом в описываемой толще глинистыми известняками и аргиллитами, занимают до 50 % разреза в бортовом типе и 92...97 % в депрессионном. Средневзвешенные по мощности значения геохимических параметров по данным пиролиза и битуминологических анализов в скв. 1–Волимской (бортовой тип разреза) составили: $C_{орг} = 0,63 \%$; $\beta = 10,7 \%$; $\mu = 56 \%$. Для депрессионного типа содержание органического углерода ($C_{орг}$) соответствует 1,0...1,5 % (уменьшенные значения в аргиллитах, увеличенные в глинистых известняках); содержание битумоида в органическом веществе (β) – 10...15 %; содержание углеводородов в битумоиде (μ) – 45...55 %. Суммарная мощность нефтематеринских пород во франско-турнейской толще возрастает в среднем от 100 м в депрессионных разрезах до 225 м в бортовых. Сводовые разрезы, представленные в основном чистыми известняками и доломитами, характеризуются самыми низкими битуминологическими параметрами: $C_{орг} = 0,03...0,07 \%$; $\beta = 11...12 \%$; $\mu = 35...40 \%$.

Катагенез. Катагенетическая превращенность органического вещества и пород, зависящая в первую очередь от термобарического режима недр, оказывает решающее влияние на нефтегазоносность осадочного чехла, влияя на интенсивность процессов генерации и эмиграции углеводородов в недрах.

На рис. 2 показан график погружения пород в скв. 1–Волимской на протяжении всей геологической истории. Видно, что в платформенный этап развития в область генерации нефти в конце пермского периода вступили только низы франских отложений, тогда как современная зональность катагенеза носит отличный от древнего характер – наблюдается повышение степени катагенеза по всему разрезу скважины на одну градацию в сравнении с расчетными данными для мезозойского палеоэтапа развития осадочного чехла. В зоне нефтеобразования оказались породы включительно до нижнекаменноугольных, частично и среднекаменноугольные. По нашим расчетам к такой катагенетической зональности мог привести дополнительный кратковременный прогрев пород (до 110...120 °С) в течение незначительного по геологическим меркам временного интервала (5...7 млн лет). Этот дополнительный прогрев мог быть связан как с уральским орогенезом, так и с воздыманием Тиманского кряжа в мезозойское время.

Катагенетическая зональность, по расчетным данным, в скв. 1–Волимской имеет вид: ПК₃/МК₁ – 1,0 км; МК₁/МК₂ – 1,5 км; МК₂/МК₃ – 2,0 км и практически совпадает с данными пиролиза: ПК₃/МК₁ – 0,8...1,0 км; МК₁/МК₂ – 1,3...1,4 км; МК₂/МК₃ – 2,0...2,2 км (см. рис. 2).

Коллекторы и флюидоупоры. В качестве коллекторов в верхнедевонско-турнейском потенциально нефтегазоносном комплексе могут быть трещиноватые и пористо-кавернозные карбонаты в любой

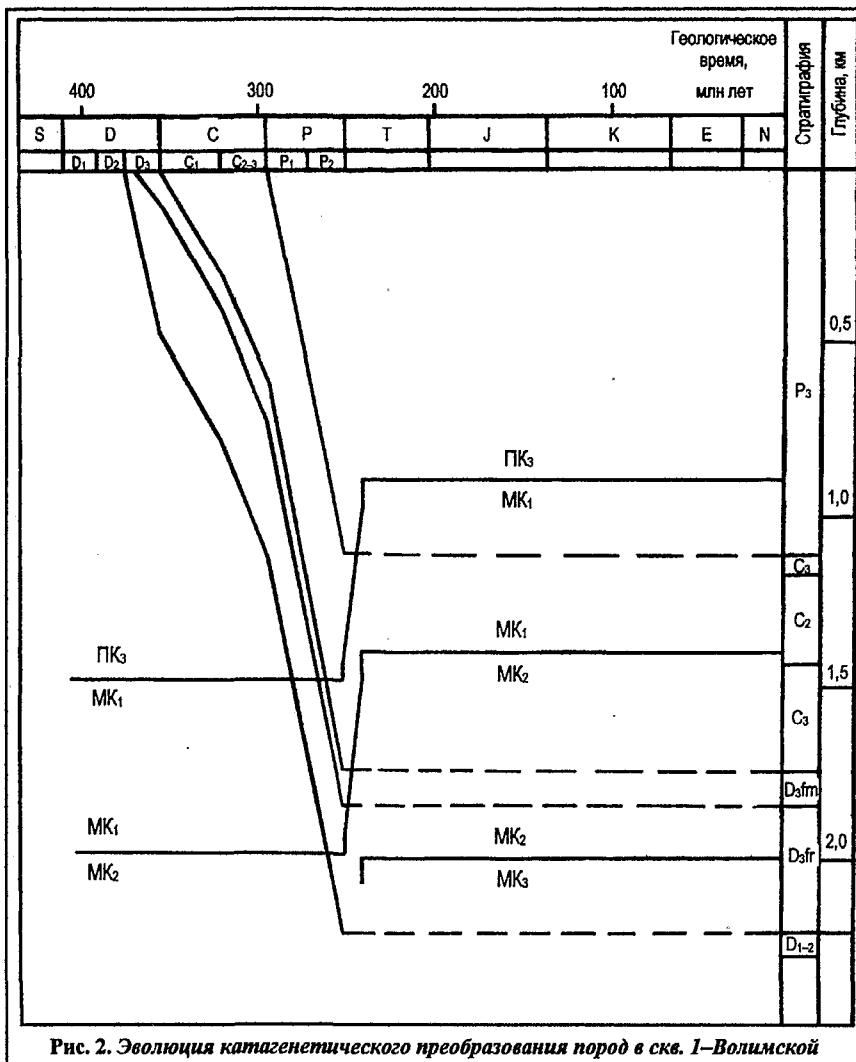


Рис. 2. Эволюция катагенетического преобразования пород в скв. 1–Волымской

части комплекса и органогенно-обломочные известняки в верхней части фамена.

Флоидоупорами служат глинисто-карбонатные и низкопроницаемые карбонатные отложения турнейского яруса и аргиллиты визейского. На западных гипсометрически приподнятых структурах наблюдаются отсутствие турнейских отложений и/или резкое сокращение их толщины, а также алевритизация визейских аргиллитов с сокращением их мощности до 10...15 м, что значительно ухудшает условия сохранности углеводородных скоплений. В восточном направлении возрастает как глинизация разреза, так и мощность заволжских, турнейских и визейских глинистых известняков, аргиллитов, глинистых алевролитов, что позволяет надеяться на улучшение сохранности залежей в восточных структурах.

В бортовых фациальных зонах с улучшенными аккумуляционными условиями (по общегеологическим представлениям) находятся участки V и VI (см. рис. 1).

Ресурсы нефти. Основой подсчетного плана верхнедевонско-турнейского комплекса служили фациально-структурные сейсмические карты (ОАО "Пермнефтегеофизика", ОАО "Тимано-Печорский научно-исследовательский центр"), сведенные А.Г. Субботиным в единую схему на координатной основе в фор-

мате Arc View. На этих картах в качестве подсчетных участков выделены прежде всего зоны распространения разных литолого-фациальных типов пород: депрессионный тип разреза (ККСП) – участки I, II, III, VII; бортовой тип разреза – участки IV, V, VI; сводовой тип разреза – участок VIII. В депрессионных разрезах в восточном направлении возрастает глинистость отложений, что нашло отражение в более детальном расчленении этих территорий. В то же время по степени катагенетической преобразованности пород, увеличивающейся с запада на восток от МК₁ до МК₃₋₄, произведено дополнительное подразделение участков: в катагенетической зоне МК₁ находятся участки I, IV, VIII; в зоне МК₂ – II, III, V, VI; в зоне МК₃ – участок VII.

В соответствии с результатами оценки ресурсов категорий D₂–D₁ наибольшая плотность ресурсов – 69,2 и 91,8 тыс. т/км² (см. рис. 1) – отмечается в бортовых зонах с улучшенными условиями сохранности залежей (участки V, VI). Достаточно высокой плотностью (41,3 т/км²) обладает и примыкающая к бортовым участкам зона развития клиноформ фаменско-турнейского возраста (участок II).

Значительная плотность ресурсов нефти (31,5 т/км²) на северо-западе (участок VII) должна быть откорректирована за счет перехода части нефти в конденсат. В последнем случае углеводородные залежи могут находиться в нетрадиционных глинистых и карбонатно-глинистых коллекторах.

Для всех участков следует признать весьма вероятным перераспределение УВ в вышелегающие комплексы. Следы миграции УВ снизу вверх фиксируются, однако в наших расчетах эта доля перетоков не учтена.

Таким образом, можно говорить о возможностях приращения ресурсной базы Перми и необходимости привлечения специалистов и инвесторов для комплексных исследований и освоения перспективных земель северных территорий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фрик М.Г., Батова И.С. Геохимическая оценка прогнозных ресурсов углеводородов палеозойских отложений южной части Верхнепечорской депрессии (Пермская область) // Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ. Тез. докл. НИПК. 30 октября–1 ноября 2001 г., ВНИГНИ, Москва. – М.: ВНИГНИ, 2001. – С. 48–49.
2. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. – М., 1983. – 214 с.
3. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М., 2000. – 189 с.