

форм. / ВНИИЭгазпром. Сер. "Важнейшие научно-технические проблемы газовой промышленности").
 8. Малышев Н.А. Разломы Европейского Северо-Востока СССР в связи с нефтегазоносностью. — Л.: Наука, 1986. — 112 с.
 9. Напалков В.Н., Кузнецов А.В., Тузова Л.С. О возрасте терригенных отложений, вскрытых в некоторых разрезах турнейского яруса юго-востока Татарии // Вопросы геологии и нефтеносности Среднего Поволжья. — Изд-во Казанского ун-та, 1965. — Вып. 1. — С. 32—41.
 10. Неручев С.Г., Вассович Н.Б., Лопатин И.В. О шкале катагенеза в связи с нефтеобразованием // Междунар. геолог. конгресс. XXV сессия. Докл. советских геологов. Горючие ископаемые. — М., 1976. — С. 35—46.

11. Соборнов К.О., Яковлев Г.Е. Структурное развитие и нефтегазоносность Печоро-Колвинского авлакогена // Рифтогенез и нефтегазоносность. — М.: Наука, 1993. — С. 142—149.
 12. Тимонин Н.И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. — Екатеринбург: Изд-во РАН, Уральское отделение. Коми научный центр ин-та геологии. — 1998. — 234 с.
 13. Чепиков К.Р., Рассказова М.Б., Меннер В.В. Литологические и палеотектонические условия нефтегазоносности ордовикско-нижнедевонского структурного комплекса Тимано-Печорской провинции // Нефтегазоносность нижних структурных этажей чехла платформ. — М.: Наука, 1983. — С. 51—61.

УДК 553.98.001

АНАЛИЗ МНОГОВАРИАНТНОГО КАРТОГРАФИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПРЕДЕЛАХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

С. В. Ивашко
(ВНИГНИ)

Успешность обоснованного выбора перспективных направлений поисков нефти и газа и определение мест концентрации геолого-разведочных работ в различных нефтегазоносных провинциях зависят от объективного научного анализа современных представлений о геологическом строении района и от достоверной оценки перспективных ресурсов углеводородного сырья в недрах.

Практический интерес имеет, прежде всего, познание направленности и интенсивности преобразования горных пород с глубиной и во времени, поскольку осадочные породы при определенных термодинамических условиях погружения на большие глубины теряют свои первоначальные свойства и качества настолько, что породы-коллекторы при отсутствии трещиноватости становятся флюидоупорами, а породы-покрышки вследствие переходов одних глинистых минералов в другие могут приобрести трещиноватость и стать коллекторами [4]. Заметим, что представление о коллекторах в исследуемом регионе существенно зависит от степени измененности пород под воздействием мигрирующих пластовых вод. При этом все установленные очаги разгрузки гидросети, как правило, приурочены к пересечениям разломов фундамента. В

На примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, являющейся наиболее северной составной частью крупнейшей и уникальной континентально-морской системы нефтегазонакопления по восточному обрамлению Восточно-Европейской платформы, показана высокая эффективность математического моделирования поверхности подошвы палеозойских отложений (даже в условиях недостаточности исходных данных на больших глубинах). Анализ полученных многовариантных моделей структурной поверхности подошвы палеозойских отложений позволил выявить новую объективную информацию о гипсометрии этой поверхности, выделить разноориентированные зоны древних тектонических нарушений и уточнить строение крупных тектонических блоков в регионе.

Timan-Pechora oil area is the most northern part of oil-gas system in Eastern-Europe platform. On this example, we show high effectiveness of mathematical modelling of Paleozoic bottom surface even in a condition of insufficient data. Obtained models analysis exposed new objective information about surface hypsometry and specified structure of large tectonic blocks in this region.

таких зонах увеличивается трещиноватость осадочного чехла, что ведет к повышению вертикальной проницаемости отложений и увеличению скорости фильтрации подземных вод. Вполне очевидно, что для объективного анализа геолого-геофизических данных в нефтегазоносных провинциях требуются, прежде всего, достоверные структурные построения по всем выделенным структурным этапам и в первую очередь карты по кровле подстилающего осадочные породы консолидированного основания.

Все вышеизложенное правомерно относить к любой нефтегазоносной провинции, в том числе и к Тимано-Печорской, которая является

северо-восточным элементом Восточно-Европейской нефтегазоносной мегапровинции — уникальной континентально-морской системы нефтегазонакопления, возникшей по восточному обрамлению Восточно-Европейской платформы.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция ограничена на западе и юго-западе поднятием Тимана, а на востоке и северо-востоке — складчатым Уралом и Пай-Хоем, а также прилегающими Предуральским и Предпайхойским краевыми прогибами. Считается, что на всей территории провинции кристалли-

ческий фундамент сложен дислоцированными верхнепротерозойскими образованиями (рифеем и вендом). Дислоцированный допалеозойский фундамент обнажается в приподнятых блоках на Тимане и Урале, а также вскрыт рядом скважин. Общая толщина осадочного чехла в нефтегазоносной провинции составляет около 6...8 км, увеличиваясь в Предуральском прогибе по данным геофизики до 10...12 км. Амплитуда изменения глубин достигает 1,5...2,0 км. В платформенном чехле выделяются несколько структурных этажей. По геолого-геофизическим данным поверхность фундамента резко расчленена на протяженные прогибы северо-западного простирания и осложнена разрывными нарушениями. Прогибы чередуются с выступами и поднятиями. В покрывающем чехле структуры фундамента постепенно выполаживаются и иногда имеют инверсионный характер рельефа.

Верхнепротерозойские отложения (венд и рифей), широко развитые в северо-восточной оконечности Восточно-Европейской платформы, в пределах Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций уже длительное время являются объектом изучения на предмет поисков в них скоплений нефти и газа. Интерес к этим наиболее древним осадочным образованиям все возрастает, особенно после открытий промышленных скоплений углеводородов в разновозрастных отложениях в Китае и Восточной Сибири. После получения полупромышленных притоков нефти в соседней Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Пермская область и Удмуртия), в 1960—1970-е гг. были составлены даже целевые программы по изучению венд-рифейских образований. Сотни скважин достигли протерозойских пород и вскрыли допалеозойский разрез на разную глубину. Была отработана и увязана со скважинами сеть региональных сейсмических профилей протяженностью 50...100 км. Проведен сейсмостратиграфический анализ материалов. Осадочные образования расчленены на сейсморазведочные комплексы и прослежены на сотни километров. По этим материалам построены серии структурных карт. Но оказалось, что объективно существуют большие трудности в стратификации отложений верхнего протерозоя. Как показывают авторы работы, [7] широко используемые геохронологические методы (особенно калий-аргоновый способ определения абсолютного возраста пород) и палеонтологические методы, основанные на изучении строматолитов, микрофолитов и растительных микрофоссилий, не могут служить подлинной основой для расчленения и корреляции верхнего протерозоя. Единственно реальной основой регионального расчленения верхнего докембрия является только историко-геологический анализ. Однако этот анализ, кем бы он ни проводился, неизбежно содержит субъективизм в исследованиях. Положение усугубляется и тем, что межрегиональная корреляция разрезов венда и рифея у разных исследователей различна из-за разных подходов к проблеме изучения древних осадоч-

ных толщ. Такая ситуация имеет место во всей Восточно-Европейской нефтегазоносной мегапровинции.

Отметим также, что в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции целенаправленное изучение верхнего протерозоя не проводили. Здесь находится всего одна скважина (скв. 700 — Ярега), которая была заложена специально для изучения отложений венда и рифея. В остальных (более 100) скважинах верхний протерозой вскрывали только на небольшую глубину при решении нефтепоисковых задач в палеозойских отложениях. При этом методика сейсморазведки, как правило, не была рассчитана на картирование допалеозойской части разреза, поскольку большинство геологов в этом регионе (вслед за Н.С. Шатским) относят верхнепротерозойские отложения к байкальскому складчатому основанию и не считают их благоприятными для поисков залежей нефти и газа.

Но существует и противоположная точка зрения [1, 3, 5, 9], которую разделяет и автор настоящей работы, что Печорская синеклиза не является складчатой областью байкалид и должна быть отнесена к северо-восточной окраине Восточно-Европейской платформы. В пользу этой точки зрения приведем следующие соображения.

Верхнепротерозойские отложения в регионе лишены свойств, позволяющих их рассматривать как геосинклинальные образования. Они лишены полной складчатости и орогенеза. Байкалиды, если бы они были образованы на месте Печорской синеклизы, должны были бы проявиться и в палеозойских разрезах. Именно этот факт заставил в 1960 г. Н.С. Шатского изменить свою первоначальную точку зрения на бесперспективность верхнего протерозоя в регионе [9].

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции имеет место слабый предпалеозойский перерыв, который вряд ли смог уничтожить корни байкалид.

Характерные корни гор по поверхности Мохорвичича под складчатыми сооружениями здесь отсутствуют, а поверхность Мохо имеет платформенный облик.

Печоро-Колвинский авлакоген в осадочном чехле по поверхности базального слоя отмечается пологим поднятием, что свойственно рифтогенному подтипу земной коры, а не древнему складчатому сооружению [6].

Протерозойскому комплексу в регионе присущи пологие структурные формы, а большие углы наклона встречаются только в приразломных зонах и при внедрении интрузий, т. е. сложная складчатость является приразломной, а не геосинклинальной. В скв. 700 — Ярега пройденные 4445 м верхнепротерозойских пород имеют субгоризонтальное или слабонаклонное (с углами 10...15°) залегание [8].

Следовательно, изучение гипсометрии кровли верхнепротерозойских пород и их структуры представляет собой важный этап анализа истории геологического развития региона.

Автором при изучении характера залегания кровли верхнепротерозойских пород в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на ЭВМ были выполнены различные варианты картографических моделей структурной поверхности, которые и позволили значительно уточнить геологическое строение провинции.

В основу картографического моделирования положены данные глубокого бурения 95 скважин, вскрывших допалеозойские породы и 18 региональных сейсморазведочных профилей МОГТ и КМПВ — всего 296 точек наблюдений (рис. 1). Отметим, что на сейсмических разрезах, которые были использованы для дальнейших структурных построений, с подошвой палеозоя отождествляется VI отражающий горизонт. Выбор горизонта определялся его представительностью (широтой прослеживания и надежностью выделения). Этой информации, естественно, недостаточно для составления детальных карт, поэтому выполненные построения носят региональный характер. Но поскольку исходные данные и результаты картографического моделирования на ЭВМ занесены в общую базу данных, при получении дополнительной информации можно выполнить уточненные построения. Для преобразования времен отражений в глубины были использованы скоростные зависимости, приведенные на временных разрезах и в отчетах полевых сейсмических партий.

Картографическое моделирование автором выполнялось по специально разработанным алгоритмам и с помощью пакета программ WINSURF в среде WINDOWS. Методика модельных построений структурной поверхности верхнепротерозойских пород в регионе состояла в подборе итерационным путем некоторых математических параметров для построения пликативной модели структурной карты. Подбирались параметры пересчета неравномерной сети исходных данных в равномерную сеть числовой модели карты, параметры масштаба вывода

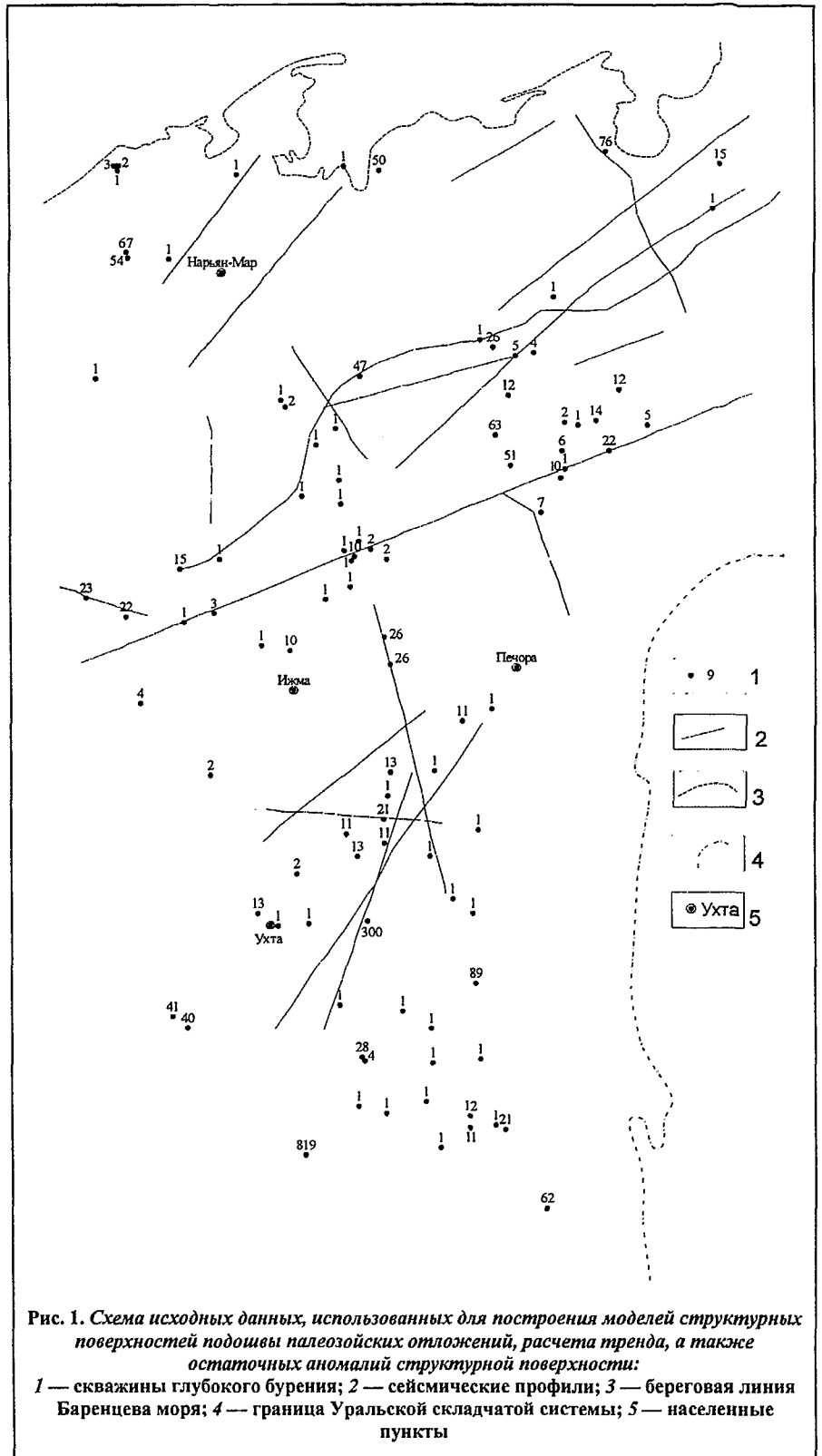


Рис. 1. Схема исходных данных, использованных для построения моделей структурных поверхностей подошвы палеозойских отложений, расчета тренда, а также остаточных аномалий структурной поверхности:
 1 — скважины глубокого бурения; 2 — сейсмические профили; 3 — береговая линия Баренцева моря; 4 — граница Уральской складчатой системы; 5 — населенные пункты

результатов на принтер, сечения изогипс на карте и некоторые другие параметры. В результате были построены варианты (в виде пликативной модели как основы) структурной карты кровли верхнепротерозойских пород на всей территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. На рис. 2 приведен вариант таких построений.

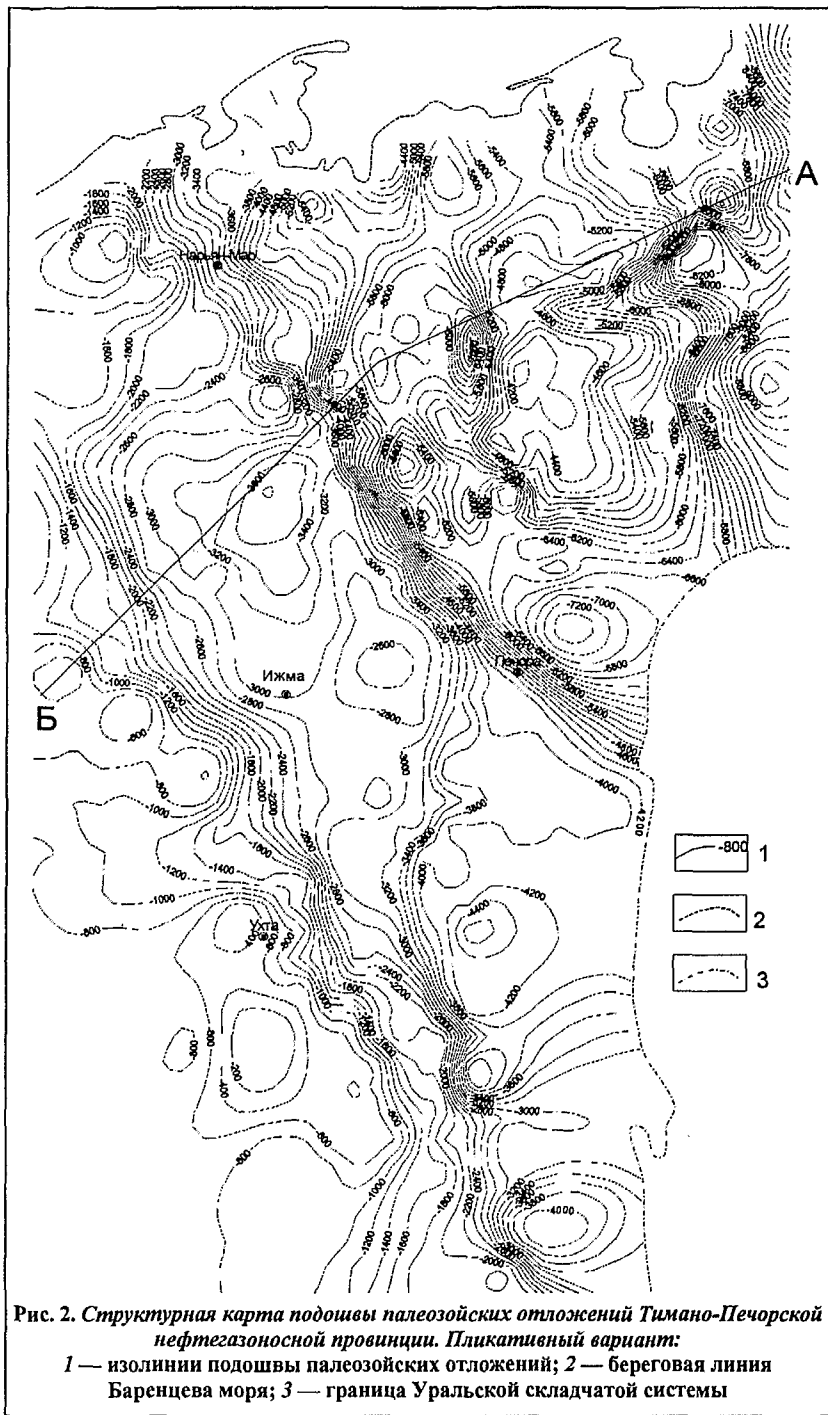


Рис. 2. Структурная карта подошвы палеозойских отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Пликативный вариант:
 1 — изолинии подошвы палеозойских отложений; 2 — береговая линия Баренцева моря; 3 — граница Уральской складчатой системы

Как видно из рис. 2, территория региона представляет собой погружающуюся в северо-восточном направлении моноклиаль. Гипсометрия кровли верхнепротерозойских пород на пликативной модели меняется от 400 м на юго-западе до 10000 м на северо-востоке. Моноклиаль осложнена разнообразными геоструктурными элементами разных порядков. Геоструктурные элементы на модели разделены четко прослеживаемыми узкими и протяженными зонами флексур северо-восточного и субширотного простираний, которые, по-видимому, соответствуют системам крупных региональных нарушений. Крупные геоструктурные элементы ступенеобразно погружаются

в сторону Пай-Хоя и Северного Урала. Рассмотрим эти геоструктурные элементы.

На юго-западе исследуемой площади выделяется юго-восточное окончание Тиманского кряжа, в пределах которого вырисовываются две крупные брахискладки северо-западного простирания. Брахискладки сочленяются друг с другом кулисообразно и отделяются субширотным прогибом севернее Ухты. По северо-восточной границе Тиманского кряжа прослеживается протяженная флексура с перепадом гипсометрии глубин от 1000 до 2600 м.

Восточнее Тиманского кряжа выделяется протяженная, вытянутая в северо-западном направлении Ижма-Печорская впадина, восточной границей которой служит крупная протяженная флексура, вытянутая в северо-западном направлении между городами Печора и Нарьян-Маром. В Ижма-Печорской впадине по кровле верхнепалеозойских пород выделяются крупные сводовые поднятия и обширные мульды. Одно из сводовых поднятий вырисовывается восточнее г. Ижмы, другое — западнее г. Нарьян-Мара. Ижма-Печорская впадина разделяется флексурой субмеридионального простирания на две части. Восточная ее часть примыкает к Предуральскому прогибу и характеризуется гипсометрией кровли верхнепалеозойских пород от 2500 м вблизи флексуры до 4000...4500 м — на остальной части впадины.

К востоку от Ижма-Печорской впадины четко выделяется Печоро-Колвинский авлакоген, ограниченный с юго-запада и востока крупными флексурами. В пределах авлакогена находят отражение более мелкие поднятия, впадины и обширные мульды. Печоро-Колвинский авлакоген к югу, в

направлении г. Печора, клинообразно сужается, а к северу, в сторону Ледовитого океана, расширяется. В этой части Печорской нефтегазоносной провинции фиксируются наиболее значительные глубины кровли допалеозойских пород, перепады гипсометрии которых составляют от 3800 до 7000 м.

В восточной части исследуемой территории Печорской нефтегазоносной провинции выделяется Хорейвер-Мореюрский крупный геоструктурный выступ протерозойских пород, который также ограничен с запада и востока крупными флексурами и к тому же оказался разделенным на северную и южную части субширотной осложняющей системой флексур.

В верхнепалеозойско-мезозойских структурных этапах геоструктурному выступу по кровле верхнепротерозойских пород соответствует инверсионная обширная впадина. Следует отметить, что восточная граница описываемого геоструктурного поднятия выделяется менее отчетливо вследствие примыкания ее к Преднайхскому краевому прогибу. Но вполне возможно, что здесь проявляется еще один авлакоген, который из-за скудности исходных данных не может быть отображен более отчетливо.

При создании пликативной модели структурной поверхности верхнепротерозойских пород в автоматическом режиме выполнено также построение профиля А—Б вкрест простирания Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (рис. 3), на котором четко отображены все основные описанные выше геоструктурные элементы, а области резких погружений структурной поверхности соответствуют тектоническим нарушениям, положение которых в дальнейшем будет уточнено.

Таким образом, можно предположить, что прослеживающиеся на площади исследований протяженные четкие флексуры (см. рис. 2) на самом деле отражают зоны региональных тектонических нарушений в верхнепротерозойских породах. По-видимому, нарушения выделяются флексурами вследствие того, что при моделировании была изначально задана пликативная модель структурной поверхности, которая была необходима для последующего анализа. В дальнейшем по специально составленному алгоритму автором построена также карта модуля градиента ($dZ = dX \cdot dY$) структурной поверхности (рис. 4). Как видно из рис. 4, на карте модуля градиента структурной поверхности выделяются цепочки аномалий, совпадающие в плане с зонами флексур на рис. 2. Через эти аномалии автором протрассированы системы тектонических нарушений (рис. 5). Оказалось, что система протрассированных нарушений, во-первых, четко и уверенно разграничивает выделяемые на рис. 2 все геоструктурные элементы района исследований, во-вторых, фиксирует северо-западную, субмеридиональную и субширотную системы региональных разломов. При этом субширотная система разломов преимущественно фиксируется в пределах Хорейвер-Мореюрского геоструктурного выступа протерозойских пород. Этот факт является совершенно новым, ранее неизвестным, в геологическом истолковании геолого-геофизических материалов региона.

Созданная и описанная выше пликативная модель поверхности допалеозойских пород в регионе (см. рис. 2) пересчитывалась в модели трендовой поверхности и остаточной составляющей структурного поля [2]. По сути, любая точка на карте структурного поля кровли верхне-



Рис. 3. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция. Профиль А—Б: 1 — подошва палеозойских отложений

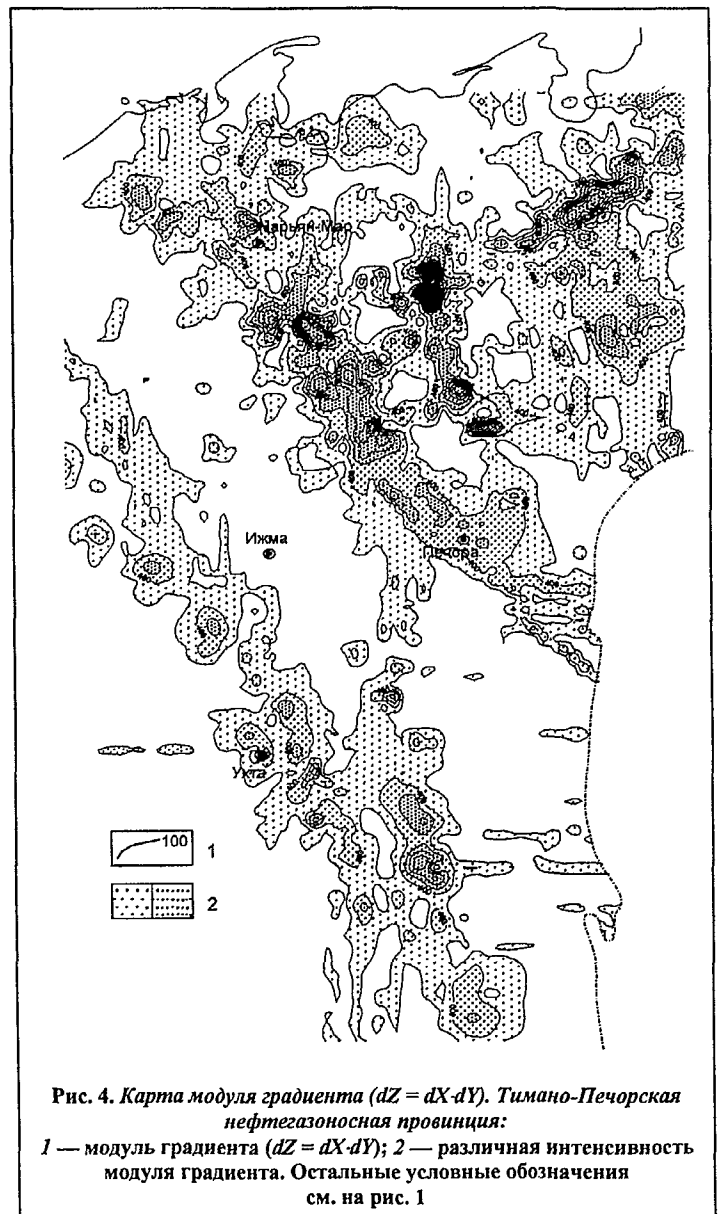


Рис. 4. Карта модуля градиента ($dZ = dX \cdot dY$). Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция: 1 — модуль градиента ($dZ = dX \cdot dY$); 2 — различная интенсивность модуля градиента. Остальные условные обозначения см. на рис. 1

протерозойских пород (Z_{xy}) рассматривалась как совокупность нескольких факторов, из которых одна группа (Z_{ϕ}) представляет основные наиболее значительные факторы, зависящие от причин регионального характера, а другая (Z_0) — отражает дополнительные воздействия, накладывающиеся на общий фон моделируемой структурной поверхности. Другими словами, точка пликативной модели описывалась уравнением вида: $Z_{xy} = Z_{\phi} + Z_0$. При этом допуска-

лось, что фоновая составляющая могла значительно превосходить остаточную составляющую рассчитанной модели (могло иметь место неравенство вида $Z_{\phi} \gg Z_0$). Карты остаточных аномалий строились различных порядков. Кроме операции разложения пликативной модели структурной поверхности на составляющие, выполнялась и процедура фильтрации остаточных аномалий, которая позволила выделить или подчеркнуть аномалии различного ранга.

На рис. 6 приведен результат процедуры вычитания карты фоновой поверхности — региональной составляющей (Z_{ϕ}) из структурной карты (Z_{xy}). Как видно из рис. 6, Печоро-Колвинский авлакоген в конце позднего протерозоя уже находился отражение в тектоническом рельефе, что, очевидно, может свидетельствовать о его весьма раннем заложении. При этом проявляется и Хорейвер-Мореюрский геоструктурный выступ допалеозойского фундамента и фиксируется поперечный структурный элемент рельефа, разделяющий его на северную и южную части. Надо отметить, что в этом районе региона фактические данные являются достаточно представительными, поэтому выделенный поперечный элемент вполне реален. Карты остаточных аномалий автор считает моделями отображения элементов гипсометрии тектонического рельефа структурной поверхности. На этой карте зоны тектонических нарушений прослеживаются в основном вдоль кромок положительных и отрицательных аномалий.

Протрассированные нарушения по карте модуля градиентов (см. рис. 5) хорошо совпадают с протяженными флексурами, выделяющимися на рис. 2, и с нулевыми линиями на карте остаточных аномалий (см. рис. 6), что свидетельствует об объективном выделении тектонических нарушений на исследуемой площади.

Таким образом, наблюдаемые геоструктурные элементы на пликативной модели Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции представляют собой

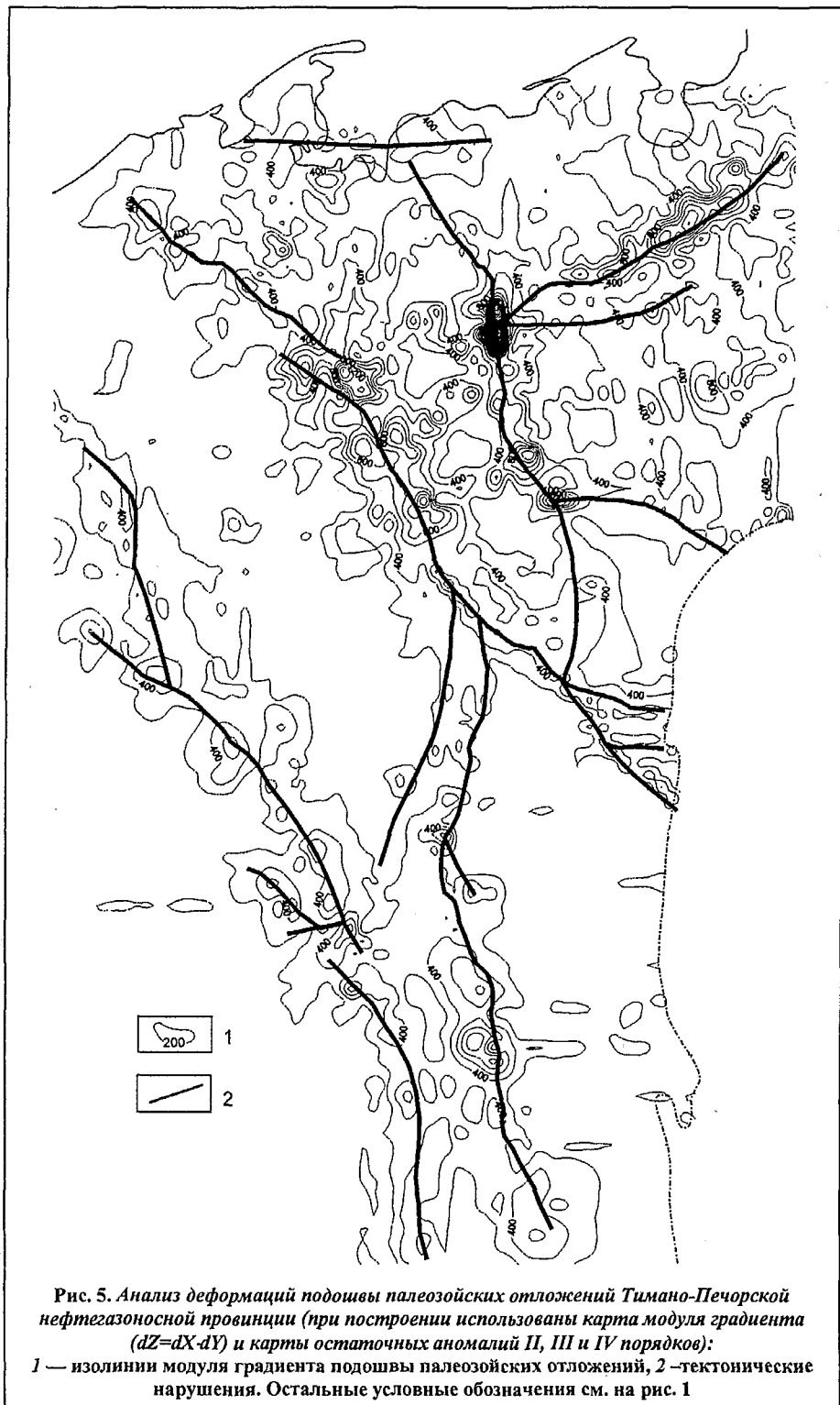


Рис. 5. Анализ деформаций подошвы палеозойских отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (при построении использованы карта модуля градиента ($dZ=dX-dY$) и карты остаточных аномалий II, III и IV порядков):

1 — изолинии модуля градиента подошвы палеозойских отложений, 2 — тектонические нарушения. Остальные условные обозначения см. на рис. 1

тектонические блоки, которые выделяются системами (последовательностью) чередований положительных и отрицательных аномалий и характеризуют приподнятые и опущенные участки тектонического рельефа.

При сопоставлении карты магнитометрии с картой остаточных аномалий обнаружили частые совпадения положительных магнитных аномалий с положительными элементами рельефа.

В результате анализа всех полученных моделей удалось построить модель тектоники Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (рис. 7) с учетом тектонических нарушений, на которой выделяются структуры I, II и III порядков. В юго-западной части исследуемой площади выделяется Тиманский кряж, разделенный на несколько сводов. Однако плотность наблюдений в этой части территории для уверенных построений недостаточна. По северо-восточной кромке Тиманского кряжа прослеживается зона тектонических нарушений, к востоку от которой расположена обширная Ижма-Печорская впадина, разделенная субмеридиональными сбросами на северную и южную части. Последняя примыкает к Предуральскому краевому прогибу. Четко обособляются Печорско-Колвинский авлакоген, ограниченный с востока и запада системами сбросов, а также Хорейвер-Мореюрский сводовый купол, осложненный системой субширотных тектонических нарушений. На месте названного сводового купола в палеозой-мезозойских структурных этажах имеет место инверсионное строение.

Тектоническая модель региона, полученная в результате картографического моделирования на ЭВМ, не противоречит тектонике Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, но конфигурация тектонических элементов на картах, построенных на ЭВМ, несколько отличается от общепринятых.

По-видимому, в геологическом развитии Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции образование большинства разломов в позднем протерозое соответствует переходному этапу активизации платформы, характеризующемуся процессами рифтогенеза, а геосинклинального этапа здесь не наблюдалось. В рифее и венде верхнепротерозойские отложения подверглись лишь тангенци-

альному сжатию со стороны Урала и Пай-Хоя, при которых Печорская синеклиза служила упругой неоднородной плитой, передающей тангенциальные напряжения Урала и Пай-Хоя Тиманской складчатой надвиговой структуре. Сама Печорская плита имела жесткие блоки и более ослабленные, где формировались надвиговые структуры. Рифейские отложения в регионе носят промежуточный характер тектонического развития, аналогичного авлакогенам Восточно-Европейской платформы.

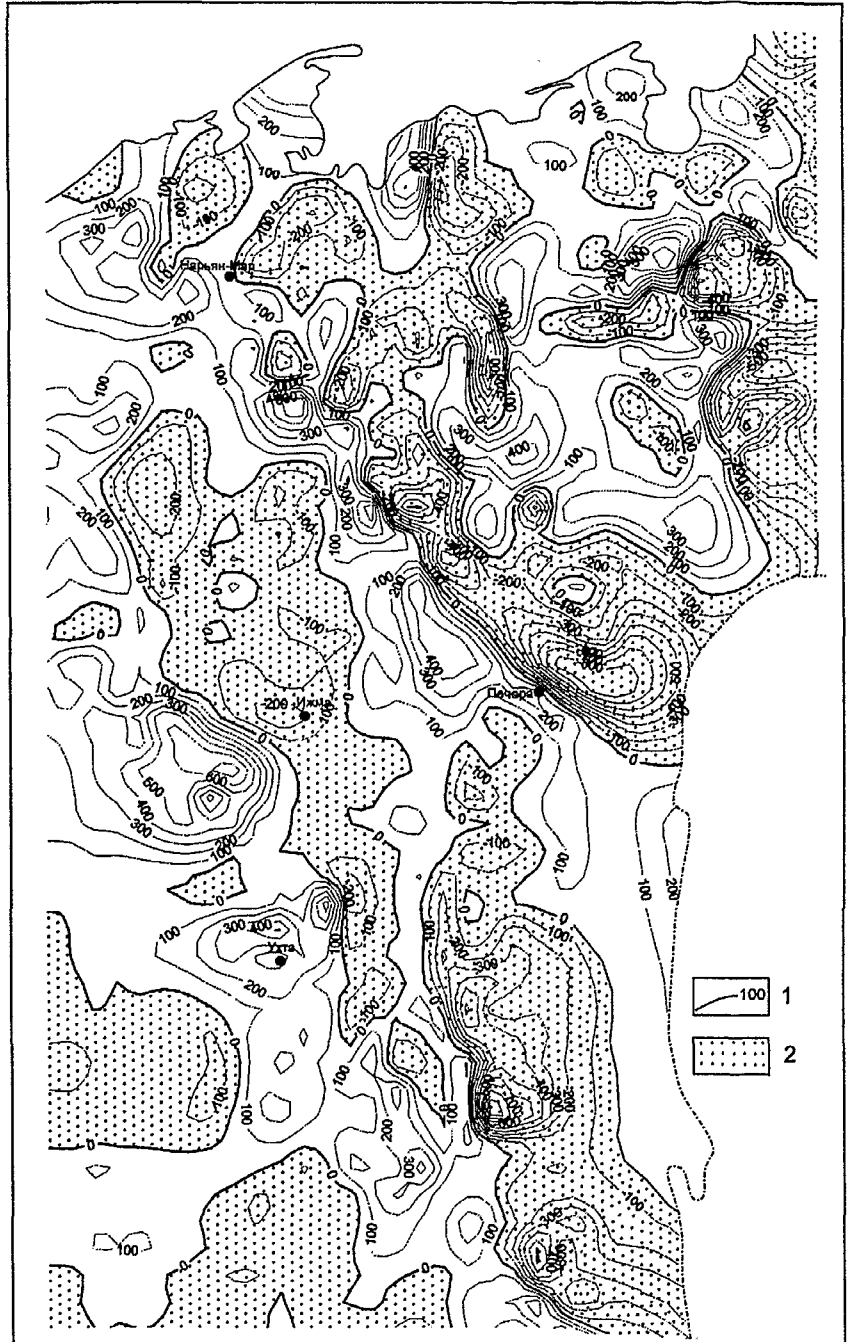


Рис. 6. Карта остаточных аномалий подошвы палеозойских отложений. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция:

1 — изолинии положительных аномалий структурного поля подошвы палеозойских отложений; 2 — отрицательные аномалии. Остальные условные обозначения см. на рис. 1

Полученные материалы дают основание считать, что основные крупные геоструктурные элементы, известные в Печорской нефтегазонасной провинции, были заложены еще в позднем протерозое и развивались в палеозое и мезозое, во многом наследуя древние структурные формы. Интенсивные процессы осадконакопления в постпротерозойское время происходили с тектоническими перестройками структурных планов (образовались вал Сорокина, складчатые гряды Гамбурцева и Чернышова, возникли дополни-

тельные разломные дислокации, проявился базальтовый вулканизм).

В палеозое здесь имел место и жесткий термический режим и наблюдалось неоднородное тепловое поле [6]. Наиболее горячими были Печоро-Колвинский авлакоген, Ижма-Печорская и Верхнепечорская впадины. Тем не менее холодными оставались районы Хорейверской впадины и Варендей-Адзьвинская тектоническая зоны (по палеозою), где по имеющимся сейсмическим (косвенным) данным

породы не подвергались метаморфическому изменению. Другими словами, наиболее прогретыми оставались районы сводового выступа допалеозойского фундамента (см. рис. 7). Характерно, что на сопоставимых глубинах в Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции катагенетические преобразования несколько больше, чем в Днепровско-Донецкой впадине.

Таким образом, проведенные автором исследования с применением разнообразных картографических моделей структурной поверхности верхнепротерозойских пород в Печорской нефтегазонасной провинции, кроме получения новых объективных дополнительных материалов о строении региона, позволили обосновать и выделить район, наиболее перспективный для поисков нефти и газа в протерозойских отложениях. Этим районом, по мнению автора, является зона приподнятого куполовидного поднятия в пределах Хорейверской впадины по палеозою. Помимо того, что здесь имеют место вполне доступные глубины для бурения, этот район оказался наименее прогретым в процессе катагенетического преобразования пород.

ЛИТЕРАТУРА

1. Поиски залежей углеводородов на больших глубинах в Тимано-Печорской нефтегазонасной провинции / М.Д. Белонин, Г.Ф. Буданов, А.С. Голованов и др. // Советская геология. — 1990. — № 3. — С. 19—23.
2. Берлянт А.М. Образ пространства: карта и информация. — М.:

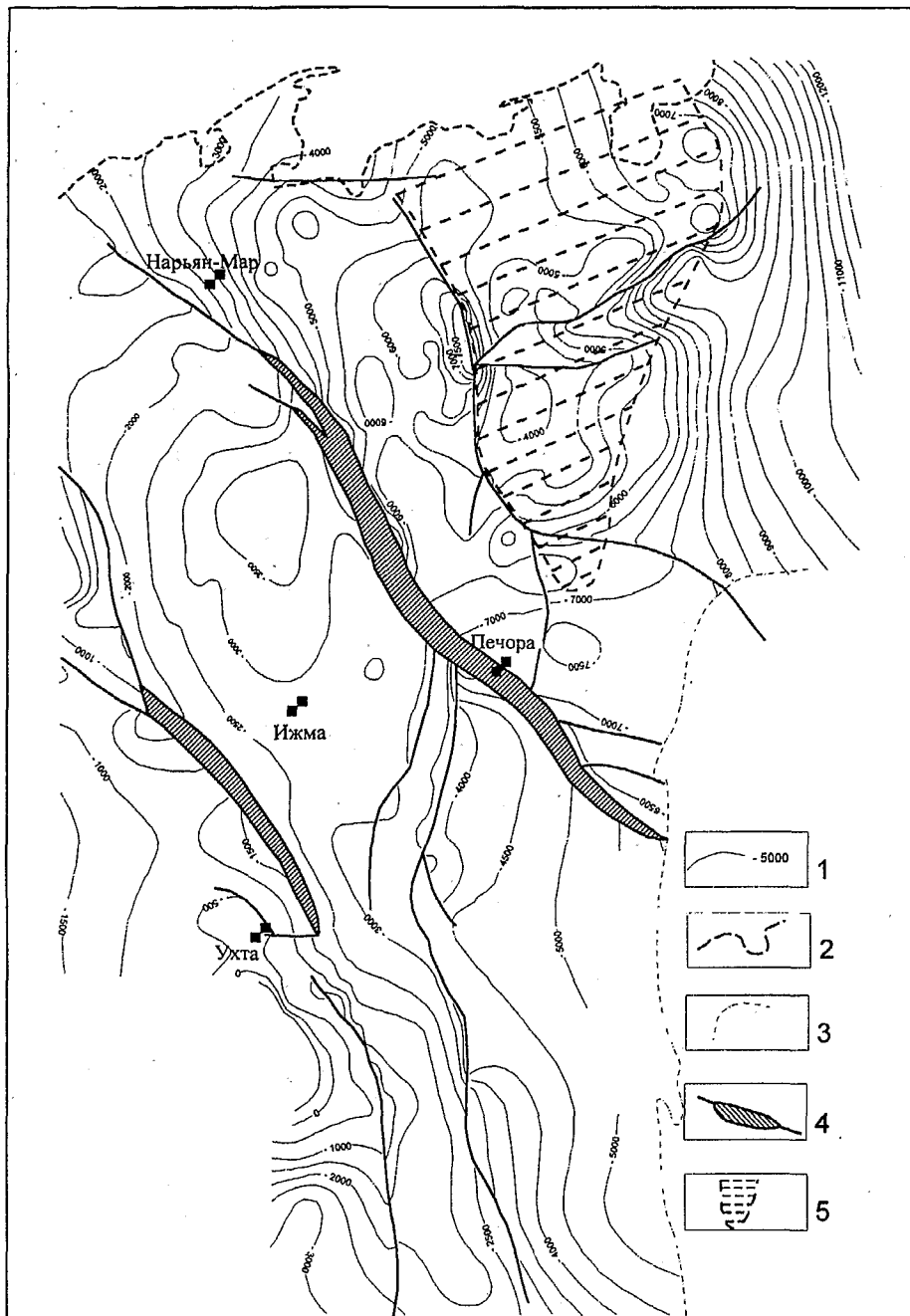


Рис. 7. Структурная карта по подошве палеозоя. Тимано-Печорская нефтегазонасная провинция:

- 1 — изолинии подошвы палеозойских отложений; 2 — береговая линия Баренцева моря;
- 3 — граница Уральской складчатой системы; 4 — тектонические нарушения;
- 5 — зона распространения неметаморфизованных верхнепротерозойских отложений

Мысль, 1986. — 240 с.

3. Буданов Г.Ф., Горностай В.А. Тектоническая природа рифейских комплексов на северо-востоке европейской части СССР // Геотектоника. — 1998. — № 3. — С. 68—74.
4. Добрынин В.М., Рудык С.Н. Некоторые факты, влияющие на существование пород-коллекторов и пород-покрышек на больших глубинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1994. — № 12. — С. 8—11.
5. Иванов С.Н. О байкалидах Урала и Сибири // Геотектоника. — 1981. — № 5. — С. 47—61.
6. Калмыков Г.С., Летуновский В.Н. Стадии катагенеза и палеотемпературы по отражательной способности вит-

- ринита в Тимано-Печорской провинции // Геология и нефтегазоносность северных районов Тимано-Печорской провинции. — М.: ВНИГНИ, 1979. — С. 89—97.
7. Лагутенкова Н.С., Чепикова И.К. Верхнедокембрийские отложения Волго-Уральской области и перспективы их нефтегазоносности. — М.: Наука, 1992. — 109 с.
8. Некоторые результаты параметрического бурения на рифей-вендский комплекс Ухтинского района / Э.Н. Овчинников, А.А. Алабушин, В.И. Гайдеек и др. // Геология нефти и газа. — 1990. — № 12. — С. 4—7.
9. Шлезингер А.Е. О байкалидах Тимано-Печорского региона // Бюл. МОИП, Отд. геологии. — 1995. — Т. 70. — Вып. 4. — С. 32—35..

УДК 553.98.061.3

ТЕОРИЯ КОНВЕРГЕНЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ЕЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СЛЕДСТВИЯ

В. И. Иванников
(ООО "Просистема-ТЭТ")

Всякая теория, и тем более геологическая, должна иметь практический выход. В противном случае она останется одной из многочисленных гипотез или версий, иногда даже оригинальных в своем роде. Лучшим подтверждением вновь предлагаемой теории являются независимые исследования и выводы других авторов, основанные на фактическом материале.

Одной из таких работ может служить публикация В. И. Корчагина [1]. На примерах крупнейших супербассейнов мира показано, что основные скопления нефти и газа определяются их позицией относительно соседнего горного сооружения или выступов кристаллического массива. "Большинство таких бассейнов состоит из двух основных частей, тесно связанных друг с другом: вытянутого желобообразного прогиба и крупной изометричной впадины. К ним относятся Волго-Уральский прогиб и Прикаспийская впадина, а также Тимано-Печорско-Баренцево-морский НГБ, Западно-Сибирско-Южно-Карский, Тургайский, Терско-Куринско-Южно-Каспийский, Восточно-Предкавказско-Центрально-Каспийский. Типичными супербассейнами также являются прогиб Персидского залива в сочетании с впадиной Руб-Эль-Хали, которые расположены вдоль орогенных сооружений Загроса, Западно-Канадский прогиб и впадина моря Бофорта, прогиб Мидконтинента совместно с впадиной Мексиканского залива, Маракаибский прогиб с впадиной Карибского моря, примыкающие к горной системе Анд и Кордильер, и многие другие".

В данной статье автор теории конвергенции углеводородов привлекает в свои доказательства обобщающие работы других авторов — сторонников органической и неорганической гипотез происхождения и формирования нефтегазовых скоплений, а также дает поясняющие схемы процессинга.

In this article author of theory of hydrocarbons convergence provides arguments generalizing the findings of followers of hypotheses on organic or inorganic origin and forming of oil-gas accumulations, and also illustrates the corresponding processing in schemes.

Анализ, выполненный В. И. Корчагиным, может служить убедительной иллюстрацией общей схемы теории конвергенции УВ, представленной на рис. 1.

Здесь в отличие от схемы В. И. Корчагина присутствует одна необходимая деталь — газопитающий разлом земной коры. Его присутствие вполне закономерно, ибо орогенный

процесс немислим и невозможен без разрыва консолидированной оболочки гранитного слоя. Орогенные сооружения, подвергаясь разрушению и эрозии, поставляют терригенный материал для заполнения

