

УДК 528.94:629.78

*И.Л. КУЗИН, В.Я. ЕРОМЕНКО, В.К. ПЯТНИЦКИЙ***АНАЛИЗ КОСМОТЕКТОНИЧЕСКОЙ КАРТЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ СИБИРИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ НЕОТЕКТОНИКИ И ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ**

Приведены примеры проявления в ландшафтах и на космоснимках новейшей геодинамики, раскрытости недр и выходов флюидов на поверхность, выявленные при составлении космотектонической карты нефтегазоносных областей Сибири.

В ландшафте земной поверхности и, следовательно, на КС структуры земной коры находят отражение благодаря тектоническим напряжениям, проявившимся во время формирования ландшафта. Поэтому, используя КС, можно не только изучить плановое положение структурных элементов, но и определить динамику их развития в новейший тектонический этап и ее роль в формировании зон нефтегазонакопления.

Западно-Сибирская плита. Во многих районах мира установлено, что месторождения нефти и газа имеют молодой возраст. На это прежде всего указывает тот факт, что многие месторождения приурочены к кайнозойским отложениям. Так, в Восточном полушарии четвертичные отложения продуктивны в 1 стране, неогеновые - в 25, палеогеновые - в 23, меловые - в 20, юрские - в 9, триасовые - в 4, пермские - в 3, каменноугольные - в 2, девонские - в 1 [*Брод и Ероменко. 1957*]. В мезозойских и палеозойских отложениях скопления углеводородов также являются молодыми, так как они не могут существовать долго и со временем неизбежно должны разрушиться. Быстрее всего разрушаются залежи газа, как наиболее подвижного вещества, способного проникать в самые мелкие поры и трещины.

Большинство месторождений Западной Сибири приурочено к структурным ловушкам. С необходимой для решения нефтегеологических задач точностью время формирования структурных ловушек определить трудно, так как надежно датированные новейшие отложения отсутствуют. Существенную помощь в решении этой задачи могут оказать материалы космических съемок.

В Западной Сибири большая часть месторождений нефти сосредоточена в Среднем Приобье, а газа - в ее северных районах. Сопоставление с картой новейшей тектоники показывает, что месторождения газа приурочены к самым активным в неоген-четвертичное время структурам, а нефти - к слабоактивным. Аналогичная картина наблюдается и в ряде других нефтегазоносных областей. Такое взаимоотношение жидких и газообразных углеводородов с разными группами антиклинальных складок многие исследователи считают закономерным. Однако это объяснение нельзя считать достаточно обоснованным, так как оно отражает не генетическую сущность происходящего в природе явления, а только состояние современной изученности вопроса.

Известно, что чем больше активность структур в новейшее время, тем выше степень раскрытости трещин и тем хуже условия для сохранения содержащихся в них флюидов. В связи с разной миграционной способностью жидких и газообразных УВ в активно развивающихся структурных ловушках в первую очередь разрушаются залежи газа, а позднее - нефти. Поэтому газ должен находиться в пассивных в новейший тектонический этап ловушках, нефть же может сохраняться и в более активных структурных формах.

В целом за неоген-четвертичное время наибольшие приросты амплитуд в Западной Сибири приходится на структуры Севера [Кузин, 1982]. Однако в завершающие стадии формирования структурного плана тектонические движения здесь были слабыми. Об этом можно судить по слабой выраженности их в ландшафтах и на КС. Так, например, разрывные нарушения субмеридионального простирания, определявшие плановое положение пликативных структурных форм на протяжении всего мезозоя и большей части кайнозоя, на КС проявились лишь в виде системы второстепенных линеаментов. Эти данные свидетельствуют о том, что в позднеплиоцен-четвертичное время, когда формировался современный ландшафт региона, турон-палеогеновая покрывка имела хорошие изолирующие свойства, поэтому в структурах Севера смогли образоваться крупные залежи газа.

Иная картина наблюдается в Среднем Приобье. В целом за новейший тектонический этап прирост амплитуд структур здесь был намного меньшим, чем на Севере. В позднем плиоцене произошла резкая активизация тектонических движений. Благодаря раскрытию разломов субширотного простирания на КС отчетливо проявилась система трансрегиональных, региональных и локальных линеаментов. На основании этого можно предполагать, что если в недавнем геологическом прошлом в Среднем Приобье существовали месторождения газа, то в позднеплиоцен-четвертичное время они были полностью или частично разрушены, а скопления нефти остались.

Изложенное позволяет сделать вывод, что по КС можно судить не только о степени раскрытости недр, но и о составе УВ в залежах. Этот вывод сделан по крупным нефтегазоносным районам и нуждается в дальнейшей проверке при изучении конкретных месторождений УВ.

В работах многих исследователей показано, что в разных нефтегазоносных областях скопления УВ тяготеют к зонам разрывных нарушений [Гаврилов, 1975]. Этот вывод подтверждается и на примере Западной Сибири.

Для статистической обработки было взято большое количество месторождений нефти и газа по территории всей провинции. Основная часть месторождений (85,5%) совпадает с линеаментами, выявленными по КС. Из них 61,8% - нефтяные и 23,7% - газовые месторождения. Так как подавляющее большинство месторождений Западной Сибири приурочено к структурным ловушкам, следует говорить о приуроченности большей части продуктивных структур к разрывным нарушениям.

Среди большого числа указанных месторождений преобладают незначительные по запасам. При сопоставлении с линеаментами оказалось, что 90% месторождений нефти этой категории приурочено к региональным линеаментам, а 72% - к трансрегиональным; 63% месторождений газа совпадает с региональными, а 78% - с трансрегиональными линеаментами.

Сопоставление месторождений с линеаментами четырех главных направлений показало, что месторождения нефти приурочены в основном к субширотным линеаментам, а газа - к линеаментам субмеридионального и СЗ простираний.

С продуктивными структурами совпадает 36 (81,8%) трансрегиональных и 373 (70,4%) региональных линеаментов, выделенных на КС.

Наряду с продуктивными в Западной Сибири выявлено более 100 «пустых» структур. Сопоставление показало, что 72 такие структуры (71,3%) совпадают с линеаментами. Эта цифра близка к таковой, полученной для продуктивных структур. Сказанное означает, что образование как продуктивных, так и «пустых» структур связано преимущественно с разрывными нарушениями и что причиной отсутствия залежей УВ в последних являются не тектонические, а другие факторы (литолого-фациальный, гидрогеологический и т. п.).

Полученные результаты указывают на влияние разной величины, ориентировки и выраженности на КС разрывных нарушений на формирование и размещение залежей

жидких и газообразных УВ. Однако для получения детальной картины связи линеаментов и УВ проведенные исследования необходимо продолжить.

Приведенные статистические данные подтверждают выводы исследователей о связи зон нефтегазонакопления с проницаемыми зонами земной коры. Данная связь обусловлена как существованием структурных и литологических ловушек, приуроченных к разрывным нарушениям (в том числе осложненных складчатостью нагнетания), так и повышенной трещиноватостью пород осадочного чехла.

Зоны повышенной проницаемости представляются нам как длительное время существующие в земной коре пути (зоны) миграции флюидов, в том числе жидких и газообразных УВ. В зависимости от динамики земной коры проводимость их изменяется во времени. В эпохи слабой и умеренной раскрытости в них происходит образование залежей нефти и газа, в эпохи сильной раскрытости - разрушение. Интенсивность этих процессов зависит от литологического состава пород осадочного чехла и некоторых других геологических факторов.

С этих позиций в районах с благоприятными литолого-фациальными и другими геологическими условиями первоочередными для постановки нефтегеологических работ следует считать зоны выраженной на КС повышенной проницаемости пород осадочного чехла. В центральных районах плиты линеаменты субширотного простирания являются благоприятными для обнаружения преимущественно нефтяных месторождений, а линеаменты меридионального и северо-западного простираний - газовых. В пределах Сибирских увалов, например, перспективны участки трансрегиональных линеаментов на участке от долины р. Обь на западе до меридиана истоков р. Пякупур - на востоке. Район охватывает бассейн р. Казым и верховья рек Назым, Лямин, Пим, Куноват, Полуй, Надым. В настоящее время скопления УВ в нем не выявлены. По аналогии с расположенным восточнее районом (верховья рек Тромъеган, Аган и Пур), где с названными и другими линеаментами совпадает ряд нефтяных месторождений, можно предполагать существование месторождений и в этом (западном) районе. На возможное существование скоплений УВ указывают развитые здесь локальные аномалии рисунка и фототона КС, а также выраженные на АФС и крупномасштабных КС озера с поверхностными газопроявлениями («голубые» озера).

В бассейнах рек Надым, Пур и Таз перспективными для обнаружения скоплений газа являются зоны линеаментов северо-западного и других простираний. С ними связаны аномалии рисунка и фототона КС, часть из которых совпадает с продуктивными структурами, а также озера с поверхностными газопроявлениями. Такие озера развиты в пределах всей рассматриваемой нефтегазоносной провинции, как на уже выявленных месторождениях нефти и газа, так и на слабо изученных участках. Последние являются объектами для постановки сейсморазведочных и буровых работ.

Сибирская платформа. В ходе сопоставления ориентировки разнопорядковых разрывов (от внутрислойных трещин в породах среднего протерозоя - триаса до разломов, выявленных по КС с ИСЗ «Метеор» с разрешением до 2 км) были выявлены одни и те же их системы для всей Сибирской платформы. Разломы, выявленные по КС типа «Метеор», отнесены авторами к региональным (планетарная трещиноватость (ПТ) 2-го порядка), охватывающим верхнюю часть земной коры. Ориентировка же наиболее крупных разломов, установленных по КС типа ESSA (ПТ 1-го порядка), отлична от ориентировки вышеупомянутых дизъюнктивов, но сходна с направлением разломов, выявленных по мелкомасштабным геофизическим материалам [*Ероменко и Пятницкий, 1979*] и при морфометрических исследованиях поверхности континентов и океанов. К тому же трансрегиональный характер и значительная глубина проникновения в земную кору позволяют отнести их к планетарным структурам.

Проявление той или иной системы региональных и планетарных разрывов или их фрагментов в геологической структуре и рельефе региона зависит от взаимодействия эндогенных и планетарных факторов. Это взаимодействие приводит к тому, что в том или

ином регионе одновременно могут существовать дизъюнктивы, заложившиеся в разное время. Указанным обстоятельством объясняется сложность картины распределения пликативных структур как высокого, так и низкого порядков.

В ходе сравнительного анализа локальных поднятий Енисей-Хатангского и Северо-Крымского прогибов выяснилось влияние ПТ на конфигурацию и ориентировку небольших нефтегазоносных структур. Так, в случае интенсивного проявления новейшей тектоники локальные поднятия вписываются в ПТ. В этом случае месторождения УВ обычно разрушены и сохранились лишь на участках с умеренной интенсивностью новейших тектонических движений. В последнем случае пликативные структуры располагаются по диагоналям ПТ.

Результаты изучения новейшей геодинамики Сибирской платформы в целом по КС с разрешением 1,25-1,75 км отражены в работах [Розанов и Ероменко, 1985; 1986]. В них отмечается, что для Сибирской платформы характерна наибольшая дифференцированность тона и рисунка изображения, что связывается с наибольшей по отношению к другим регионам новейшей тектонической активностью (степенью дифференцированности и амплитудами новейших поднятий).

Обобщение данных по рисунку изображения платформы (и СССР в целом) показало, что характер рисунка и тона изображения отвечает особенностям размещения трещиноватости и изменения проницаемости земной поверхности. Так, при спокойном геодинамическом режиме и слабой проницаемости осадочного чехла наблюдается монотонный (бесструктурный) рисунок изображения. При несколько большей раскрытости недр и умеренной циркуляции грунтовых вод, что характерно для режима, переходного от стабильного к мобильному, возникает мелкопятнистый (точечный) рисунок. На поднятиях сводового типа преобладает угловато-прямолинейный рисунок изображения. Крупнопятнистый рисунок отвечает высокой мобильности региона, при этом округлые или неправильной формы контуры пятен развиты преимущественно в районах развития округлых пликативных структур, а угловатые (прямолинейные) контуры пятен - в районах блокового типа движений [Розанов и Ероменко, 1986].

В [Кузин и др., 1990] упоминалось о «всплывающих» интрузиях, как объектах, перспективных на выявление скоплений подземных вод и УВ. При геодинамическом картировании территорий эти площади обособляются как геодинамически активные в новейшее время. В противоположность им останцовые массивы Сибирской платформы, в особенности перекрытые покровами платобазальтов или силлами долеритов, должны считаться неотектонически слабоактивными и поэтому слабораздробленными и лучше сохранившимися.

Для изучения кайнозойско-мезозойской и палеозойской геодинамики Сибирской платформы в качестве основного метода применялся сравнительный анализ морфотектоники удаленных территорий. Возможность проведения подобного анализа относится к одним из важнейших преимуществ КС перед другими методами. Так, сравнительный анализ морфотектоники юго-востока и севера платформы привел авторов к выводу о существовании Прианабарской области мезозойско-кайнозойской активизации, отражающей диастрофический цикл, близкий по времени к тихоокеанскому. Расположив мезозойско-кайнозойские прогибы юга Сибири в ряд по возрастанию степени углефикации пород, степени их дислоцированности и насыщенности интрузиями, появлению надвигов, авторы получили геодинамический ряд прогибов. Анализ морфотектоники новейших, палеогеновых, мезозойских, среднепалеозойских, вендско-рифейских и нижнепротерозойских рифтов и рифтоподобных впадин Сибирской платформы и ее складчатого обрамления позволил провести ретроспективный анализ развития рифтогенеза, с проявлениями которого связано размещение многих скоплений УВ в пределах платформы.

В ходе работы были выработаны основные принципы геодинамического картирования исследуемой территории. Методика построения космогеодинамической

карты, по нашему мнению, должна включать составление с использованием КС структурного каркаса карты, выработку легенды, показ цветом (краном или штриховкой) принадлежности структур к различным геодинамическим эпохам, нанесение значковых изображений, несущих дополнительную информацию о геодинамике исследуемой территории, элементах геодинамических систем.

Для оценки связи между тектоническим строением и перспективами нефтегазоносности исследуемой территории проведен статистический анализ выходов флюидов и размещения линеаментов. Установлено, что выходы флюидов - индикаторы восходящей миграции УВ - находятся в тесной связи с линеаментами и положительными структурами платформенного чехла, а также с характером проявления новейших тектонических движений. По этим признакам в рассматриваемом регионе выделяются две области. В первой, охватывающей южную часть Тунгусской синеклизы и прилегающие районы, а также Вилуйско-Патомский прогиб и северо-восточную часть Анабарской антеклизы, выходы флюидов приурочены к разломам СВ простирания. Для второй области характерна приуроченность флюидов к разломам меридиональной, иногда СЗ, ССЗ ориентировки. Эта область соответствует центральной, наиболее погруженной части Тунгусской синеклизы и Предверхоаянскому прогибу.

Сопоставление данных дешифрирования КС с картой новейшей тектоники показало следующее:

при отрицательных и слабых положительных движениях более проницаемы разломы преимущественно СВ направления, менее проницаемы широтные и СЗ разломы, слабопроницаемы - разломы меридионального направления;

при положительных движениях средней интенсивности раскрыты преимущественно разломы СВ простирания, в меньшей степени - меридиональные и СЗ простирания, широтные разломы выражены слабо;

при положительных движениях средней - большей интенсивности хорошо проницаемы разломы СВ простирания; менее проницаемы - меридионального и северо-западного направлений; слабо проницаемы широтные разломы;

при положительных движениях большой интенсивности раскрыты разломы преобладающего меридионального простирания, менее проницаемы СЗ разломы; слабо проницаемы разломы широтного и СВ простираний.

Таким образом, два разных преобладающих направления разломов с приуроченными к ним выходами флюидов обусловлены разным режимом новейших тектонических движений: относительно спокойным в районах распространения разломов СВ простирания и более интенсивным - в районах распространения разломов меридионального простирания. Выше отмечалось, что неотектонические движения большой интенсивности приводят к разрушению залежей УВ, поэтому можно полагать, что в районах их развития меридиональные разломы определяют малоперспективные в нефтегазоносном отношении зоны. Наоборот, в районах со спокойным неотектоническим режимом при положительных движениях средне-большой интенсивности, более перспективные нефтегазоносные зоны тяготеют к площадям развития СВ разломов.

В результате совместного анализа КС и геолого-геофизических материалов выделен ряд площадей, перспективных на выявление новых зон нефтегазоаккумуляции [Кузин и др., 1990].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1957. 480 с.
2. Кузин И.Л. Новейшая тектоника Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М.: 1982. 194 с. Деп. в ВИНТИ 15.05.81, № 2053.

3. *Гаврилов В.П.* Влияние разломов на формирование зон нефтегазоаккумуляции. М.: Недра, 1975. 270 с.

4. *Еременко В.Я., Пятницкий В.К.* Разломы Сибирской платформы по геофизическим данным и материалам дешифрирования телевизионных космических снимков // Глубинное строение восточных нефтеперспективных территорий СССР по результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных. Л.: ВНИГРИ, 1979. С. 71-86.

5. *Розанов Л.Н., Еременко В.Я.* Оценка перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы по неотектоническим показателям с использованием космоснимков // Новейшая тектоника Сибирской платформы и ее влияние на нефтегазоносность. М.: Наука, 1985. С. 19-25.

6. *Розанов Л.Н., Еременко В.Я.* Отражение новейшей геодинамики платформенных областей СССР на снимках из космоса // Методы дистанционных исследований для решения природоведческих задач. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1986. С. 4-6.

7. *Кузин И.Л., Еременко В.Я., Пятницкий В.К.* [Космотектоническая карта нефтегазоносных областей Сибири](#) // Исслед. Земли из космоса. 1990. № 4. С. 42-48.

ВНИГРИ, Ленинград
Всесоюзный научно-исследовательский институт
аэрокосмогеологических методов, Ленинград

Поступило в редакцию
25 февраля 1987 г.

I.L. KUZIN, V.Ya. EROMENKO, V.K. PYATNITSKII

A COSMOTECTONIC MAP FOR OIL-AND-GAS CARRYING REGIONS IN SIBERIAN

*National Research Institute of Petroleum Exploration and Geology, Leningrad;
National Research Institute of Aerospace Methods in Geology, Leningrad*

This paper presents a procedure for interpreting space photos made over Eastern and Western Siberia at a scale 1:10,000,000 to 1:1,000,000. A 1:2,500,000 cosmotectonic map of oil-and-gas carrying regions in Siberia is compiled using the data of this interpretation and information about oil and gas prospects obtained for the same regions with other geological and geophysical procedures.

Ссылка на статью:



Кузин И.Л., Еременко В.Я., Пятницкий В.К. Анализ космотектонической карты нефтегазоносных областей Сибири для изучения неотектоники и оценки перспектив // Исследование Земли из космоса. 1990. № 5. С. 38-43.