



**ПОИСКИ
НЕФТИ
И ГАЗА**

INTERNATIONAL
GEOLOGICAL
CONGRESS
XXVIII SESSION

REPORTS
OF SOVIET
GEOLOGISTS



МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ
КОНГРЕСС
XXVIII СЕССИЯ

ДОКЛАДЫ
СОВЕТСКИХ
ГЕОЛОГОВ

MINISTRY OF GEOLOGY OF THE USSR
NATIONAL COMMITTEE OF GEOLOGISTS OF THE USSR
ALL-UNION GEOLOGICAL OIL PROSPECTING
RESEARCH INSTITUTE (VNIGNI)

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
НАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМИТЕТ ГЕОЛОГОВ СОВЕТСКОГО СОЮЗА
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДЧНЫЙ
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ (ВНИГНИ)

SEARCH FOR OIL AND GAS

Reports of Soviet Geologists

Editorial Board:

Dr. geol.-miner. sci. Prof. G. A. GABRIELYANTS (Editor-in-Chief),
Cand. geol.-miner. sci. V. I. GROMECO,
Dr. geol.-miner. sci. K. A. KLESCHEV,
Dr. geol.-miner. sci., Prof. N. A. KRYLOV

ПОИСКИ НЕФТИ И ГАЗА

Доклады советских геологов

Редакционная коллегия:

ответственный редактор — д-р геол.-минер. наук Г. А. ГАБРИЭЛЯНЦ,
канд. геол.-минер. наук В. И. ГРОМЕКО,
д-р геол.-минер. наук К. А. КЛЕЩЕВ,
д-р геол.-минер. наук Н. А. КРЫЛОВ

Поиски нефти и газа. Докл. сов. геол. на XXVIII сес. Междунар. геол. конгр. (Вашингтон, июль, 1989). М., ВНИГНИ, 1989, 176 с. (Мингео СССР). Нац. ком-т геологов Сов. Союза. ВНИГНИ).

В настоящем томе изложены доклады советских геологов и геофизиков, освещающие достижения отечественной науки в области разработки и совершенствования методов поисков нефти и газа.

Большое внимание уделено исследованию геологических аспектов поисков углеводородов, определению границ объектов и нефтегазоносности, анализу геодинамических обстановок нефтегазонакопления, обоснованию критериев локального прогноза нефти и газа. Показана эффективность поисковых работ на примере открытия уникальных флюидалных систем в Прикаспийской впадине. Выделены нетрадиционные поисковые объекты в Западно-Сибирской и Южно-Каспийской нефтегазоносной провинциях.

Значительная часть докладов посвящена вопросам повышения информативности дистанционных методов поисков нефти и газа. Рассмотрены принципы и методы комплексирования различных видов геофизических исследований. Показаны возможности изучения нефтегазоносных структур комплексом дистанционных аэрокосмических и геофизических исследований.

Предлагаются также доклады о новых средствах поисков нефти и газа, основанных на создании и использовании искусственного интеллекта.

Search for Oil and Gas. Reports by Soviet Geologists submitted at the IGC XXVIII Session (Washington D. C., July, 1989). M. VNIGNI, 1989, 176 p. (Ministry of Geology of the USSR, USSR National Committee of Geologists. VNIGNI).

The present volume contains papers by the Soviet geologists and geophysicists dealing with the achievements of the science of our country in the field of the development and improvement of oil and gas exploration methods.

A great emphasis is placed on the research of the geological aspects of hydrocarbon exploration, determination of object boundaries and petroleum potential, analysis of geodynamic conditions of oil and gas accumulation, substantiation of criteria for local predicting oil and gas. The efficiency of exploration is shown with special reference to the discovery of unique fluidal systems in the pre-Caspian depression. There have been identified non-conventional exploration targets in the West Siberian and South Caspian petroliferous provinces.

A major part of the papers is devoted to questions concerning the improvements in the informativity of remote methods of prospecting for oil and gas. Principles of the technique to combine different types of geophysical investigations are also discussed. Possibilities are indicated for studying oil- and gasbearing structures by integrated remote sensing and geophysical surveys.

Papers on new methods for petroleum exploration are also proposed on the basis of the creation and employment of an artificial intellect.

Геологические границы при поисках нефти и газа

УДК 55:550.834

Г. А. ГАБРИЭЛЯНЦ, И. А. МУШИН, Л. Ю. БРОДОВ

Геологические тела и их границы в сейсмических отображениях

Любое геологическое исследование предполагает выявление элементов геологического разреза, как целостной системы. Такими элементами являются геологические тела и их границы — главные объекты геологии.

Морфология (внешняя структура) геологического тела, его тип и характер слоистости (внутренняя структура), вещественный состав (литофациальные характеристики, обусловленные типом парагенеза) и соотношения с окружающими телами определяют в конечном счете статические характеристики геологических разрезов и отображаемые ими геологические процессы.

Основополагающим принципом геологических систем является их иерархическая организованность. Она свойственна не только геологическим телам, но и геологическим процессам, в результате взаимодействия которых эти тела формируются. Существенным при этом является взаимное соответствие — согласованность всех иерархий: иерархии тел отвечает иерархия их границ, как седиментационного, так и дизъюнктивного генезиса, классам геологических тел определенных рангов иерархии соответствуют свои классы дизъюнктивов, как геологических границ [3]. Поэтому в каждом конкретном геологическом исследовании изначально должен быть определен и состав, и иерархический уровень объектов, подлежащих изучению. Они устанавливаются в соответствии с содержанием решаемых задач и должны быть согласованы с методами исследования, прежде всего, с их разрешающей способностью.

Так, при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых неизбежно решается вопрос о структурно-вещественных характеристиках и генезисе геологических тел определенного ранга и масштаба, формирующих и/или контролирурующих тот или иной тип месторождения и, в частности, тот или иной вид ловушки углеводородов [2].

При всем разнообразии типов ловушек УВ в основе их классификации лежит ограниченное число геологических факторов, среди

которых важнейшим является тип экранирования залежи. Изолирующие свойства ловушки определяются благоприятным для ее образования пересечением не менее двух экранирующих поверхностей (и соответствующих тел), связанных с фаціальными, седиментационными, литологическими, дизъюнктивными, стратиграфическими, гидродинамическими и другими факторами. Соответственно различают литологические, стратиграфические и комбинированные ловушки УВ. Основные элементы (геологические тела), определяющие свойства и качество ловушки, следующие: собственно коллектор, истинная и ложная покрышки, подстилающие их отложения — латеральные экраны. Структурно-вещественные свойства этих элементов (тел) и их генезис в конечном счете и определяют тип ловушки.

Таким образом, проблема выявления, трассирования и картирования геологических тел, их границ и свойств — одна из важнейших задач геологоразведочного процесса поисков и разведки ловушек углеводородов.

Хорошо известно, что целостные отображения геологических разрезов в принципе не могут быть получены собственно геологическими методами. В силу известных ограничений «... толща Земли не просматривается геологом непосредственно. Наши возможности ограничиваются наблюдениями в отдельных точках, часто далеко отстоящих друг от друга ... В результате получается, что собранные нами данные характеризуют строение изучаемого района (объема) весьма неполно, а часто настолько неполно, что пространственные соотношения между телами, определяемые по отдельным точкам наблюдения, остаются вообще неясными, или могут быть истолкованы весьма различно». [4, с. 23]. Именно сейсмические материалы при их новом уровне качества и информативности были восприняты геологами, как фотографии изучаемых ими объектов, существовавших ранее лишь в воображении. Так, впервые были «увидены» клиноформные толщи в районах Западной и Восточной Сибири, Прикаспия, органогенные постройки в районах Узбекистана, Казахстана, Белоруссии и Удмуртии (рис. 1), тектонически экранированные и связанные с эрозионными врезами ловушки в районах ДДВ, Предкопетдагского прогиба и т. д., микрогорсты и микрограбены в центральных районах Восточно-Европейской платформы.

Обобщение и систематизация теоретико-экспериментальных исследований показывают, что сейсмические разрезы (точно так же, как и сами геологические разрезы) содержат отображения только тел и границ. При этом сейсморазведка в современном ее состоянии является методом изучения геологических тел именно надпородного (формационного) уровня и соответственно формационных объектов (ФО) разных рангов и масштабов, а также их границ. Принципиальное значение при формационном анализе имеет определение рангов ФО. Иерархия, которую составляют ФО, дискретна. В ней представлены (рис. 2) лишь определенные (разрешенные) ранги и масштабы ФО, которые могут быть установлены

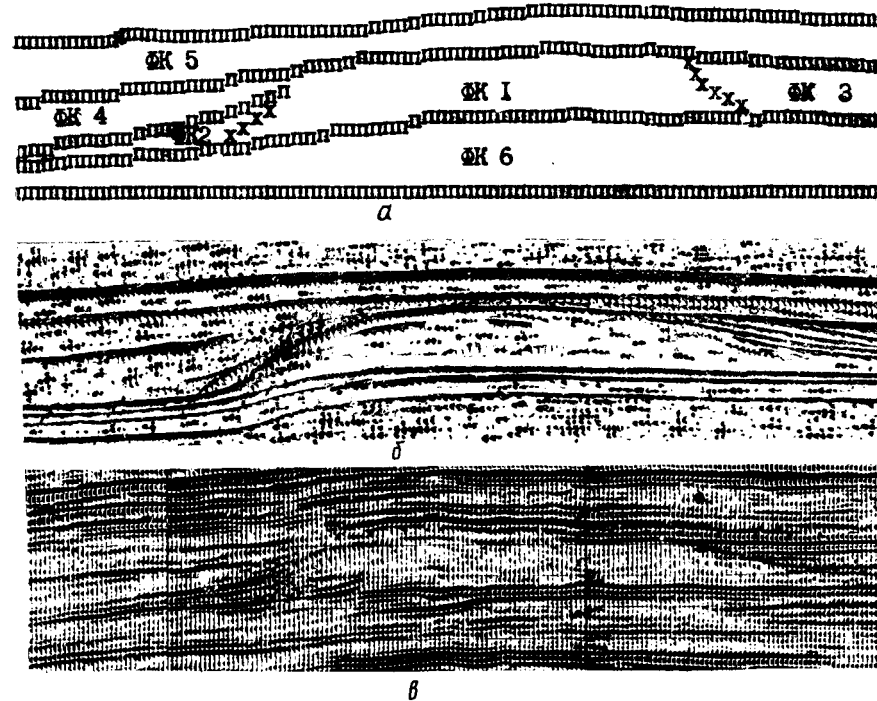


Рис. 1. Сейсмические отображения барьерной органогенной постройки (ОП): а — структурно-формационная модель ОП; ФК — формационные комплексы: 1 — собственно ОП, 2 — одновозрастный глубоководный, 3 — одновозрастный тыловой, 4 — компенсации, 5 — перекрывающий, 6 — подстилающий; б — модельный сейсмический разрез; в — реальный сейсмический разрез ОГТ в зоне барьерной ОП.

экспериментально, в частности методами спектрально-временного анализа (СВАН). Это свойство организованности геологических разрезов, установленное к настоящему времени по большому объему сейсмических материалов и измерений в скважинах, согласуется с другими результатами известных экспериментальных исследований: с естественной кусковатостью горных пород и породных ассоциаций (по М. А. Садовскому), с дискретностью природных систем существенно разных масштабов (по В. Д. Наливкину), с существующими дискретными шкалами седиментационной цикличности (по А. А. Трофимуку, Ю. Н. Карагодину) и т. д. Иными словами, выявленная закономерность является фундаментальной.

Выделение и картирование сейсмиформационных объектов (СФО), как сейсмических отображений ФО, осуществляется на основе комплекса сейсмических (кинематических, динамических, эффективных, структурных и физических) характеристик, установления их взаимосвязей и построения соответствующих сейсмиформационных моделей интерпретации.

Кардинальным признаком, по которому выделяют СФО, явля-

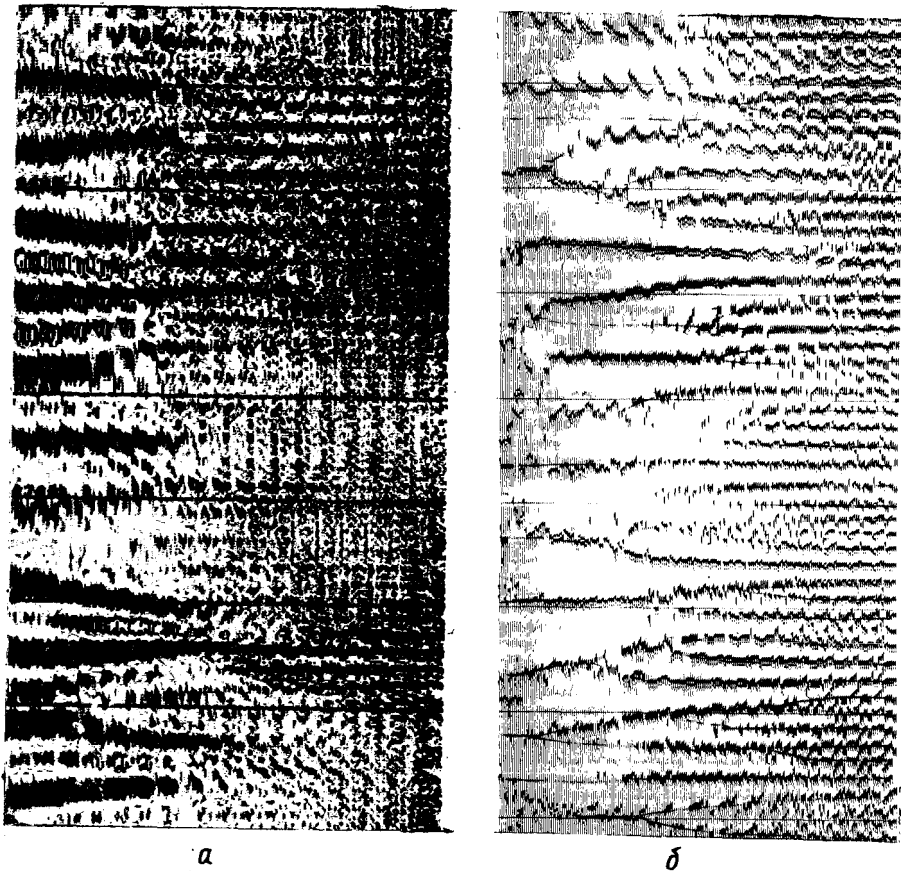


Рис. 2. Результаты спектрально-временного анализа:
 а — СВАН-колонка выделяется 3 ранга ФО и, соответственно, 3 диапазона частот, характеризующихся устойчивой формой записи; б — специальная обработка СВАН-колонки, выявляющая иерархию рангов и соответствующие частотные диапазоны (ось абсцисс — частота, ось ординат — время регистрации).

ется степень неоднородности присущих им сейсмических характеристик. Предполагается различимость основных характеристик выделяемых СФО по средним значениям, градиентам и дисперсиям относительно аналогичных параметров смежных СФО. Важнейшими признаками являются также непрерывность и направленность изменения этих характеристик в пределах СФО.

Конкретными проявлениями указанных признаков непосредственно в особенностях сейсмических записей являются:

- неустойчивость, изменчивость формы записи (интенсивности, частоты, времени регистрации) отражений, связанных с телами;
- несоответствие регистрируемой формы отражения форме падающего (зондирующего) сейсмического импульса;
- наличие переходов с СФО одного ранга на СФО иного (меньшего или большего) ранга (при варьировании частоты).

Определение рангов СФО выполняется по следующим правилам:
 — каждому рангу СФО отвечают определенные и устойчивые диапазоны частот, положение которых на частотной шкале зависит от масштаба ФО (рис. 2);

— при переходе от ранга к рангу выполняется (как правило) принцип вложенности, в соответствии с которым СФО меньших рангов, выделяемые в более высокочастотных диапазонах, в совокупности охватывают интервал времени, соответствующий СФО более высокого ранга;

— волнам, отвечающим ФО одного ранга и регистрирующимся на близких временах (меньших или больших), свойственна плавность (непрерывность) изменения частотного состава;

— меньшим рангам СФО соответствует большая однородность сейсмических характеристик;

— ранги ФО и соответствующих им границ согласованы и на сейсмических отображениях.

Главными признаками, по которым отражения от границ отличаются от отражений, связанных с ФО, являются:

- 1) широкий спектр соответствующих границ отражений и устойчивость (по амплитуде, частоте, времени регистрации) их формы;
- 2) соответствие формы отражения от границы форме падающей волны (зондирующего импульса);

3) наличие области резкой смены основных характеристик СФО (т. е. характеристик соответствующих СФО сейсмических записей — амплитуд, частот, времен регистрации, временных мощностей слагающих ФО слоев, частоты их чередования, наклонов внутриформационных напластований и др., а также градиентов и дисперсий этих параметров).

Различают определенные типы границ ФО: резкие, нерезкие, в виде породно-слоевых ассоциаций (ПСА), и, наконец, неясные. Для каждого типа границы характерен свой набор признаков их выделения (рис. 3).

Для **р е з к и х** границ полностью реализуется вся совокупность признаков выделения, указанная выше (признаки 1—3). Ранги резких границ определяют по рангам соответствующих им ФО, а также по степени устойчивости, прослеживаемости (по профилю, площади, региону), по степени резкости смены основных характеристик ФО на границе, по диапазону частот отражения от исследуемой границы.

Для **н е р е з к и х** границ (незеркальных, типа эрозийного среза, денудированных поверхностей и т. п.) реализуются признаки 2 и 3. Их выделение осуществляют по преимущественной выраженности в нижнечастотном диапазоне (но при выполнении признаков 2—3) и по резкому ослаблению высокочастотных компонент (но без характерных для ФО признаков перехода с ранга на ранг).

Для границ **т и п а П С А** фактически выполняется лишь признак 3, т. е. резкая смена свойств ФО на границе. Остальные свойства отражений от границ типа ПСА неотличимы от таковых для ФО малого масштаба и ранга, в силу этого не выделяемых как тела

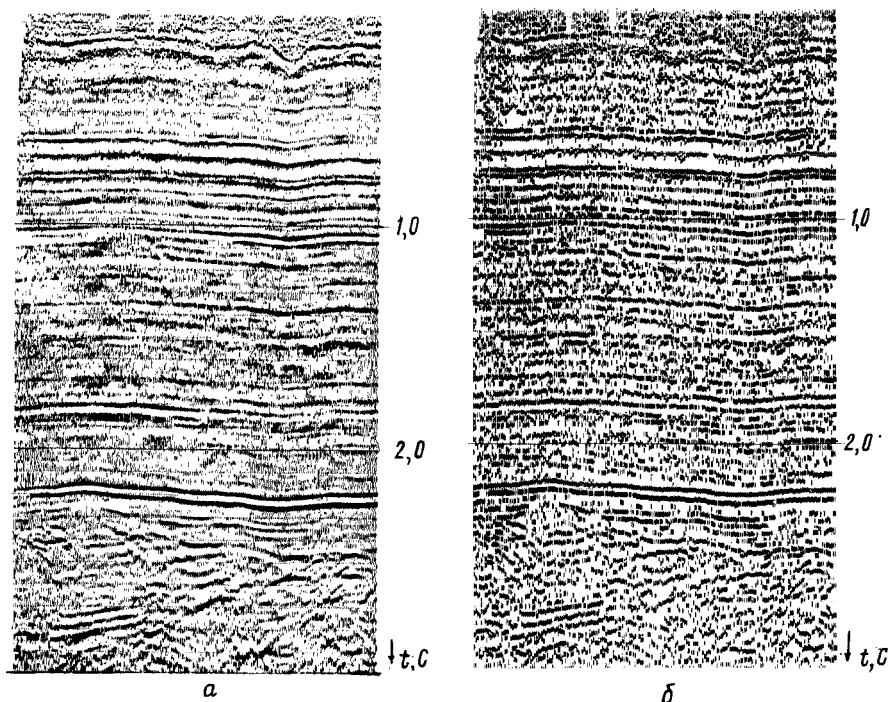


Рис. 3. Выявление границ ФО различных типов:

а — исходный сейсмический разрез ОГТ; б — результаты выделения границ: резких (максимальное зачернение), нерезких (среднее зачернение), типа ПСА (минимальное зачернение).

в исследуемом (и обычном ограниченном) диапазоне частот сейсмических колебаний.

Для не я в н ы х границ характерно отсутствие соответствующих им отражений (непосредственных волновых проявлений). При этом, однако, реализуется признак выделения 3 (т. е. резкая смена характеристик ФО, свидетельствующая о наличии границы).

После выделения ФО и соответствующих им границ систематизация и структурирование данных по этим объектам обычно не вызывают затруднений. Следует лишь учитывать, что в процессе этой систематизации, при определении средних значений, градиентов и дисперсии сейсмических характеристик в рамках ФО, границы последних могут уточняться. В силу этого, сам процесс структурирования данных носит, как правило, итеративный характер.

Следует особо отметить главное отличие сейсмоформационного анализа от традиционного геологоформационного. Последний ориентирован обычно на геологические тела высокого ранга и масштаба (формационных систем, комплексов, крупных формаций). В отличие от него, сейсмоформационный анализ характеризуется существенно более широким спектром анализируемых ФО: от формационных

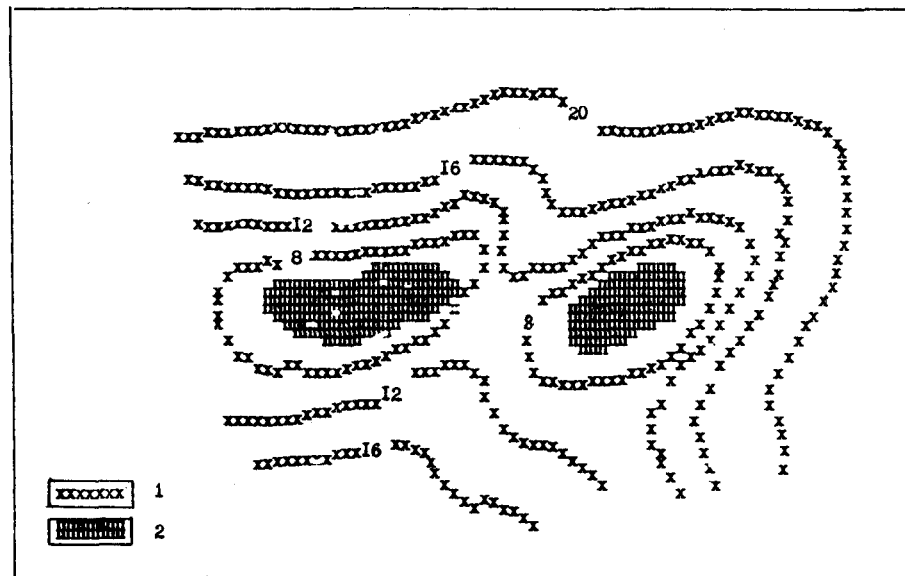


Рис. 4. Схема изопачит по маломасштабному ФО, выклинивающемуся в зонах выступов палеозойского фундамента:

1 — изолинии равных мощностей, мс; 2 — выступы палеозойского фундамента в плане.

систем и комплексов до самых малых породных ассоциаций, естественно, при условии согласованности с разрешающей способностью современной сейсморазведки.

На уровне мелких формационных подразделений основными средствами анализа являются количественные методы выделения и прослеживания ФО, в первую очередь, СВАН [5]. При этом, даже в зонах полного неразрешения при сейсмоформационном анализе удастся выявить ФО малого масштаба по признакам направленности и непрерывности изменения основных сейсмических характеристик. Соответствующая методика основывается на трассировании целевого ФО по профилю и определении по СВАН частот, при которых его выделение оптимально. По последовательности частот, при которых достигается оптимальное прослеживание целевого ФО, определяют временные толщины (мощности Δt) ФО путем пересчета соответствующих ему резонансных частот $\Delta t = 1/4f_p$. Таким образом, минимальный по масштабам объект во времени составляет около 1/4 периода самой короткой волны. При последующей увязке разрезов по профилям удается построить схемы и карты изопачит по таким маломасштабным ФО для исследуемой площади (рис. 4).

Распознавание выявленных и закартированных ФО основывается на всем комплексе сейсмических параметров, структурированных по соответствующим ФО, и базах данных, содержащих сведения (геологические, ГИС, сейсмические и пр.) по свойствам ФО, накоп-

ленные по провинции, региону, району, площади*. Типы ФО распознают по соответствию выявленных сейсмических признаков ФО: — одноименным признакам эталонных (типовых) ФО, характерных для исследуемых провинций, региона, района, площади;

— характеристикам соответствующих ФО, установленным по ГИС;

— признакам, полученным путем сейсмомоделирования по типовому геологическому разрезу и т. п.

Распознавание типов ФО ведет к непосредственному (парагенетическому) прогнозу их свойств:

— внешней структуры ФО — формы, масштаба, пространственного положения, ограничений по вертикали и по латерали и т. п.;

— внутренней структуры ФО — типов и характера слоистости, частости чередования слоев, цикличности, степени однородности структуры по углам наклона и кривизнам границ и т. п.;

— вещественного состава — преимущественных литотипов, наборов фракций по степени неоднородности ФО, по характеру непрерывности и направленности изменения их свойств.

Прямое прогнозирование вещественного состава ФО сталкивается с рядом трудностей, среди которых существенную роль играет пространственно-скоростная дуальность сейсмического метода: временные мощности ФО могут быть связаны как с их реальными мощностями, так и со значениями скорости в них. Эту дуальность удается преодолеть лишь в рамках многоволновой сейсмики [1]. Комплексирование волн разных типов (P , S , PS) позволяет перейти к определению комплексных параметров γ/γ , непосредственно связанных именно с вещественным составом исследуемых объектов.

Приложения сейсμοформационных отображений в настоящее время определились во всех основных геологических дисциплинах. В стратиграфии это расчленение, корреляция и стратификация ФО различного масштаба и ранга. В тектонике — выделение структурных подразделений разреза, установление связей структурообразующих движений с фазами крупных седиментационных циклов, обоснование границ в разрезе (изохронных, наименее скользящих во времени) для различных палеореконокструкций, сейсμοформационное районирование территории на основе геофизических данных и т. п.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бродов Л. Ю. Интерпретация данных многоволновой сейсморазведки. — В кн.: Новые разработки в области детальных геофизических исследований на нефть и газ. — М.: Изд-во Мингео СССР, 1985, с. 22—32.
2. Габриэлянц Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений. Изд-е 3-е, перераб. и доп. — М.: Недра, 1984. — 285 с.
3. Геологические тела. / В. Ю. Забродин, Г. Л. Кириллова, В. А. Кулындышев и др. — М.: Недра, 1986. — 334 с.

* Речь идет о непосредственном распознавании. Более надежное прогнозирование типов ФО выполняется на стадиях сейсμοформационного прогнозирования, с привлечением различных способов историко-геологических реконструкций.

4. Косыгин Ю. А. Основы тектоники. — М.: Недра, 1974. — 215 с.
5. Мушуйн И. А., Бродов Л. Ю. Прогнозирование седиментационных циклитов по данным сейсморазведки. — Доклады АН СССР, т. 280, № 5, 1985, с. 1097—1100.

G. A. Gabrieljants, I. A. Mushin, L. Ju. Brodov

GEOLOGICAL BODIES AND THEIR BOUNDARIES IN SEISMIC IMAGES

Geological bodies, boundaries and processes of their genesis are main objects of geology. Their key role is obvious both in carrying out scientific methodological studies and in solving practical (applied) tasks of geology while prospecting mineral deposits fields.

Thus, in terms terms of bodies and boundaries of different tupes formed are exploration models for oil and gas traps of any type independently of the classification adopted. It's important that the quantity of the elements (bodies) of a trap is not lange, as a rule, and these elements are stereotype. In fact the type of a trap is determined by values of main structural-substantial characteristics of these elements, the identification, tracing and mapping of which is becoming the main task of geologic exproration process.

It turns out, however, that aggeregate images of geological bodies cannot be in principle received by means of geological methods proper especially with increasing in depth of studies. The efficient method providing information on geological object under study in real time of exploratory vork im required for that.

Modern seismic exrloration is such a method. On the basis of generatization and systematization of theoretical and experimental investigations it has been established that seismic exploration is a method for studying geological bodies of above-rock (formational) level (i. e. that of rock associations) of organization of substance and structure, i. e. formational objects (FO). The most significant structural-system peculiarity of geologic sections, i. e. their hierarchical organization, is revealed in seismic images as well. It is shown that in this hierarchy presented are only certain FO scales and ranks which are being established experimentally, particularly by methods of spectral-time analysis.

The identifiisation and mapping of FO is carried out on the basis of a complex of seismic characteristics. The degree of their heterogeneity, the continuity and direction of their changes are the key indications for FO. Instability of the record form, its incompatibility with the form of sounding seismic impulse, the availability of changing FO ranks at varying filtration — these main indications for recognizing FO on the seismic images.

The distinctive indications of reflections from the boundaries are:

- 1) broad spectrum and stability of amplitude-frequency and time characteristics;
- 2) comrliance of record form with the form sounding seismic impulse;
- 3) availability of change in the main characteristics at the boundaries.

From these indications defined are the boundaries of FO of different types: sharp (indications 1—3 are performed), rough (indications 2—3), rock-bedded associations and indistinct boundaries (indication 3).

Structuring of all seismic parameters from identified FO terminates the paragenetic stage of interpretation, the results of which are structural-formational sections, maps and block-diagrams. It's important that in this case the use of not only time, but also amplitude and frequency parameters allows us to study FO of very small scales with time-thicknesses in the order of 0.25 period of the shortest seismic waves. This opens new exploration possibilities for subsequent future stages of seismic formational prediction of substantial composition of geologic objects and their petroleum potential.

Я. П. МАЛОВИЦКИЙ, Б. К. ОСТИСТЫЙ, А. П. СИМОНОВ
П. Н. КРОПОТКИН

Геодинамика и нефтегазоносность тихоокеанских активных окраин

Анализ глобальных закономерностей размещения, образования и эволюции углеводородов в земной коре позволяет сделать ряд принципиальных выводов, касающихся генетических проблем нефтяной геологии.

Из 600 известных во всем мире и более чем 400 изученных бурением осадочных бассейнов промышленно-нефтегазоносными являются лишь 160 бассейнов. К началу 1984 г. в них было открыто около 40 000 экономически рентабельных месторождений нефти, суммарные начальные разведанные геологические запасы которых оцениваются в 656 млрд. т, извлекаемые — в 179 млрд. т, доказанные — в 92—93 млрд. т, накопленная добыча — в 65—68 млрд. т [15, 16].

Важнейшей особенностью размещения этих запасов является концентрация их в небольшом числе осадочных бассейнов, а в их пределах — в ограниченном количестве гигантских (≥ 70 млн. т) и супергигантских (≥ 700 млн. т) месторождений. Так, лишь 50 из числа продуктивных бассейнов содержат 95 % мировых извлекаемых запасов нефти, 42 % (74 млрд. т) которых сосредоточено в 39 супергигантских, а 22 % (40 млрд. т) — в 274 гигантских месторождениях. Еще более неравномерно распределены мировые разведанные геологические запасы тяжелых нефтей и твердых битумов. Более 90 % этих запасов сосредоточены, соответственно, в Нефтяном поясе р. Ориноко (Венесуэла) и бассейне Альберта (Канада) и оцениваются в 194 и 220 млрд. т. С учетом миграционных потерь для формирования только этих двух уникальных по запасам концентраций углеводородов требуется такое количество обычной нефти, которое более чем в 4 раза превышает мировые извлекаемые ее запасы.

Таким образом, статистически асимметричный характер распределения известных мировых запасов нефтяных углеводородов свидетельствует о существовании гораздо более мощных источников и механизмов их формирования, чем повышенное содержание рассеянного органического вещества в том или ином осадочном бассейне или возможность неограниченной мобилизации углеводородов из сколько угодно больших объемов потенциальных нефтематеринских пород.

Из геологии рудных месторождений известно, что возможности перевода металлов из рассеянного (кларкового) состояния в концентрированное (рудное) не беспредельны и подчиняются строго определенной зависимости, отражающей связь между рассеянием и концентрацией химических элементов в процессе геохимической

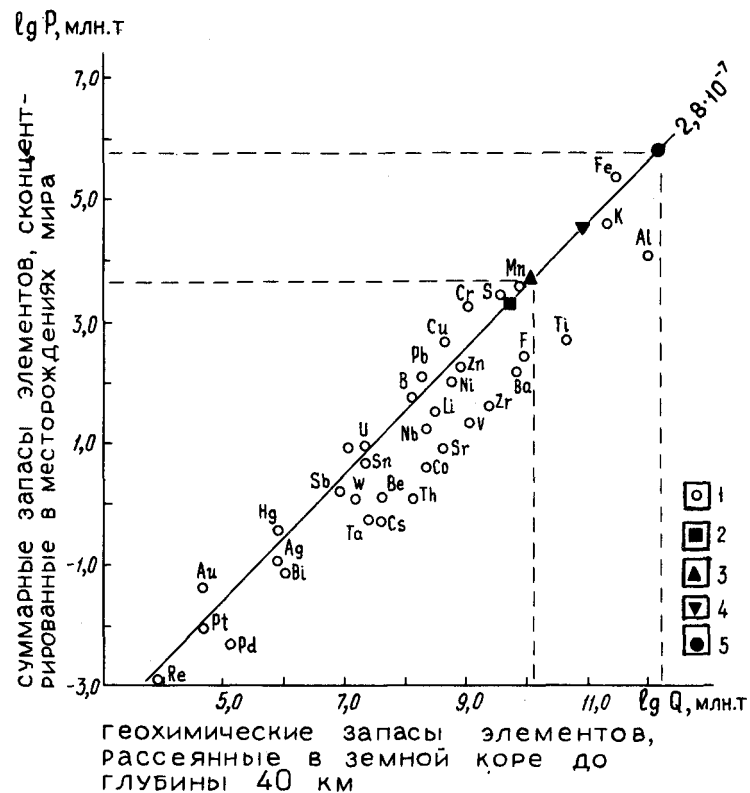


Рис. 1. График зависимости между рассеянием и концентрацией химических элементов в земной коре (А. П. Виноградов, 1959; В. В. Иванов, Р. В. Панфилов, 1979; А. Б. Ронов, 1982):

1 — запасы металлов; 2 — запасы углерода в кристаллической части земной коры; 3 — запасы органического углерода в осадочной оболочке; 4 — запасы карбонатного углерода в осадочной оболочке; 5 — запасы углерода в мантии Земли.

дифференциации вещества Земли. Можно видеть (рис. 1), что в рудных месторождениях мира сосредоточена весьма незначительная часть металлов (средний коэффициент накопления $2,8 \cdot 10^{-7}$) по сравнению с их геохимическими запасами, рассеянными в породах земной коры [5]. Иными словами, для образования рудного месторождения, тем более уникального по запасам, важны не геохимические запасы того или иного элемента во всем объеме земной коры, а определенные условия его концентрации в пределах конкретного ее участка.

В нефтяной геологии считается, что для обеспечения известных мировых запасов нефти достаточно ничтожной (0,01—0,001 %) части от общего количества рассеянного в стратифере органического вещества. Используя универсальный характер приведенной выше зависимости [5], нетрудно показать, что с учетом геохимических запасов углерода кристаллической части земной коры

($6 \cdot 10^9$ млн. т) или только в осадочном ее слое ($1,23 \cdot 10^{10}$ млн. т) мировые потенциальные ресурсы углеводородов не могут быть больше $n \cdot 10^3$ млн. т. Между тем, только мировые разведанные геологические запасы обычной нефти оцениваются в $6,56 \cdot 10^5$ млн. т и могут быть обеспечены лишь геохимическими запасами углерода в мантии Земли ($2 \cdot 10^{12}$ млн. т).

В соответствии с основным законом карбонатакопления (Ронов, 1959, 1982), формирование геохимических запасов органического и карбонатного углерода в земной коре является следствием единого процесса выноса на поверхность мантийной углекислоты. Однако, углекислота не может быть единственной или преимущественной формой поступления углерода из мантии, поскольку при этом возникает проблема огромного избытка несбалансированного окислением свободного кислорода. Только за последние 1,6 млрд. лет этот избыток оценивается в 43 % ($1,34 \cdot 10^{10}$ млн. т) от общего его количества ($3,14 \cdot 10^{10}$ млн. т), выделившегося при выходе органического углерода из жизненного цикла. Поскольку в настоящее время неизвестны другие пути связывания значительных масс кислорода в осадочной оболочке, то наиболее логичным решением этой проблемы является вывод [2] о расходовании его на окисление глубинных восстановленных газов (H_2 , CH_4 , CO и др.), то есть заключение о водород-углеводородном характере дегазации мантии [6].

К числу важнейших закономерностей геохимической эволюции природных нефтей в разрезе земной коры относится удивительное единообразие состава и свойств, а также изотопных характеристик углеводородов, не зависящих от фациального облика и возраста вмещающих отложений, а определяющихся лишь термодинамическими условиями глубины их залегания. Изучение термодинамических равновесий между различными компонентами нефтей уже давно привело к выводу о том, что химический состав их в целом соответствует высокотемпературной термодинамике, запрещающей генерацию углеводородов при температурах, существующих в осадочном чехле. С другой стороны, расчеты таких равновесий подтверждают принципиальную возможность глубинного неорганического синтеза нефти при взаимодействии водорода с углеродом или окисью углерода и свидетельствуют о нестабильности образующихся углеводородов в термодинамических условиях земной коры [9]. Данные промышленной технологии, физической химии и теории открытых каталитических систем свидетельствуют о возможности синтеза всего разнообразия нефтяных углеводородов в результате каталитических поликонденсационных превращений простейших углеродистых соединений и водорода в широком диапазоне температур и давлений, оптимальное сочетание которых имеет место в нижней части земной коры и в астеносферном слое верхней мантии [10].

Смесь углеводородных соединений, какой являются природные нефти, обладает максимальным среди минеральных образований уровнем свободной энергии. Поэтому возможность существования их в термодинамически неблагоприятных условиях осадочного чехла,

по-видимому, обусловлена не столько гипотетическими процессами чрезвычайной кинетической заторможенности реакций распада углеводородов [9], сколько геологически обоснованными данными о молодости и высокой скорости формирования месторождений нефти и газа. В этой связи, лишь вертикальная миграция углеводородов, обеспечивающая минимальные энергетические затраты и миграционные потери, позволяет объяснить парадоксальное, с позиций традиционных генетических представлений, явление многократного увеличения скоростей формирования месторождений нефти и газа по мере возрастания величины их запасов.

Признание объективно существующего кризиса этих представлений о возможности низкотемпературной генерации и миграции углеводородов обусловило необходимость разработки принципиально новых моделей нефтегазообразования. В качестве наиболее вероятных источников энергии этого процесса в них рассматриваются высокотемпературные мантийные и коровые флюиды, дегазирующие в зонах растяжения земной коры [11], энергия «жестких» термобарических условий зон субдукции [12] и «холодных» сейсмотектонических процессов зон коллизии [1, 3] литосферных плит.

Таким образом, энергетически наиболее вероятной представляется связь процессов нефтегазообразования с рифтогенным, субдукционным и коллизионным геодинамическим режимами развития земной коры, закономерная последовательность которых образует полный цикл эволюции литосферы от раскрытия до закрытия океана и превращения его в складчатый пояс. Каждому из этих режимов соответствуют определенные типы континентальных окраин, рифтогенный (атлантический) тип которых связан в своем развитии с деструкцией континентальной коры, субдукционный (тихоокеанский) и коллизионный (гималайский) — с аллохтонным механизмом формирования континентальной коры, соответственно, аккреционного и коллизионного ее типов.

С учетом вышеизложенного, альтернативная геодинамическая модель нефтегазообразования с мантийным источником углерода должна учитывать перечисленные механизмы и процессы глобальной эволюции литосферы. Основные положения модели на примере субдукционного режима нефтегазообразования в бассейнах тихоокеанских активных окраин (рис. 2) сводятся к следующему.

Необходимые для абиогенного синтеза углеводородов соединения (H_2 , C , CH_4 , CO и др.) вошли в состав внешней оболочки Земли вместе с веществом углистых хондритов, обеспечивающих в процессе дегазации мантии появление гидросферы и атмосферы, а также возможность возникновения и существования жизни на Земле [2, 4]. Важнейшим петрологическим следствием этого процесса является изначально восстановительный, водород-углеводородный, флюидный режим верхней мантии, продукты дегазации которой окисляются или сохраняют свои исходные свойства при взаимодействии с субстратом земной коры различного состава. Буферизирующее влияние субстрата основного состава определяется развитием в нем пород и расплавов, обогащенных железом с переменной

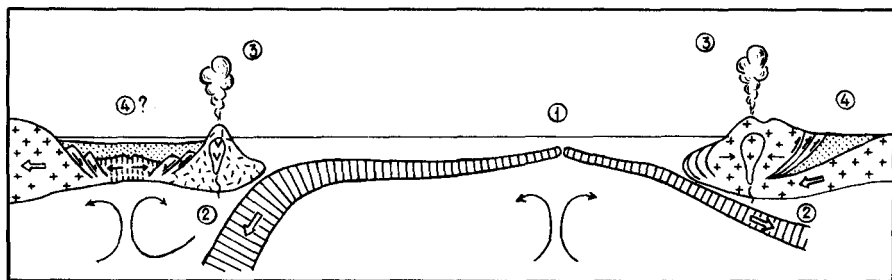


Рис. 2. Модель субдукционного геодинамического режима нефтегазообразования.

Цифрами в кружках обозначены процессы; 1 — гидратация океанической коры мантийными флюидами (H_2 , CH_4 , CO и др.), обогащение ее углеродом; 2 — дегидратация океанической коры, выделение воды и углеводородных соединений; 3 — «горячая» дегазация мантийных флюидов, их выгорание с образованием H_2O и CO_2 ; 4 — «холодная» дегазация мантийных флюидов, каталитический поликонденсационный синтез углеводородов на путях миграции.

валентностью, способствующего практически полному окислению мантийных флюидов с образованием на их базе воды и углекислоты. Напротив, кислый алюмосиликатный состав субстрата, наиболее активным катализатором углеводородов в котором является алюминий в четверной координации, оказывает слабое окислительное влияние на восстановленные флюиды, сохраняющие свои свойства вплоть до самых верхних горизонтов земной коры. Отличительной особенностью флюидного режима дегазации мантии в последнем случае является возрастание в составе флюидов доли углеводородных соединений по мере увеличения мощности континентальной коры и глубины заложения дренирующих мантию разломов [13].

Эта специфическая особенность эволюции мантийных флюидов при их миграции сквозь субстрат с высоким окислительным потенциалом реализуется внутри «колонн сквозьмагматических флюидов» (по Д. С. Коржинскому) или «труб дегазации» [6], отличающихся аномально высоким содержанием восстановленных газов (H_2 , CO , CH_4 и др.), каталитические поликонденсационные реакции между которыми на путях миграции способствуют, по мере снижения температуры и давления, усложнению их состава и превращению в нефтяные углеводороды [10]. Концентрация последних, при наличии благоприятных структурных условий, по всему вертикальному разрезу осадочного чехла и верхних горизонтов фундамента является важнейшей закономерностью, свидетельствующей о том, что «нефть связана не с фациями и заключенными в осадочных породах органическим веществом, а с определенными участками земной коры» [7, с. 143], отличающимися особыми условиями проницаемости для продуктов дегазации мантии.

При окислении мантийных флюидов в субстрате ультраосновного состава последний обогащается углеродом, содержание которого в виде графита, углистого вещества и разнообразных углеводородов прямо зависит от степени гидратации гипербазитов [8]. Величина последней и содержание углерода в гипербазитах максимальны в зонах спрединга и убывают по мере удаления от них стареющей

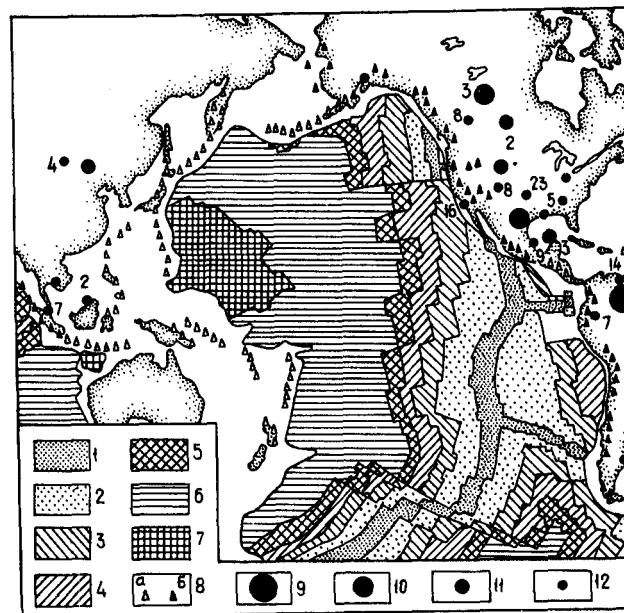


Рис. 3. Схема возраста дна Тихого океана, вулканизма и нефтегазоносности тихоокеанских активных окраин (W. C. Pitman et al., 1974; L. D. Morris et al., 1979; R. E. Roadifer, 1986):

1—7 — возраст океанической коры: 1 — плиоцен-четвертичный, 2 — миоценовый, 3 — олигоценный, 4 — эоценовый, 5 — палеоценовый, 6 — меловой, 7 — юрский; 8 — активные энсиматические (а) и энсиалические (б) вулканы; 9—12 — гигантские и супергигантские месторождения нефти (цифры у кружков обозначают их количество) с разведанными геологическими запасами, млн. т: 9 — более 130 000, 10 — от 13 000 до 130 000, 11 — от 1300 до 13 000, 12 — от 70 до 1300.

и остывающей океанической литосферы. Отсюда, величина дегидратационного потенциала и степень обогащения углеродом мантийного клина сейсмофокальной зоны должны быть связаны обратной зависимостью с возрастом субдуктирующих плит. В свою очередь, тип строения земной коры нависающих над ними плит определяет возможность окисления или сохранения исходных свойств трансмагматических флюидов, пространственные закономерности вулканизма — «горячий» или «холодный» механизм их дегазации.

Закономерности нефтегазоносности тихоокеанских активных окраин в связи в совокупностью перечисленных их геодинамических параметров показаны на рис. 3, 4. Прежде всего обращает на себя внимание чрезвычайно неравномерный характер нефтегазоносности островодужного и континентального типов этих окраин. Так, абсолютное большинство разведанных геологических запасов нефти, сконцентрированное в гигантских и супергигантских месторождениях, сосредоточено в бассейнах Северной и Южной Америки, под континентальные окраины которых поддвигается океаническая кора не древнее эоценового возраста. Заметим в этой связи, что возраст в 40 ± 10 млн. лет — это такой рубеж в жизни океанической литосферы, после которого она приобретает отрицательную плавучесть.

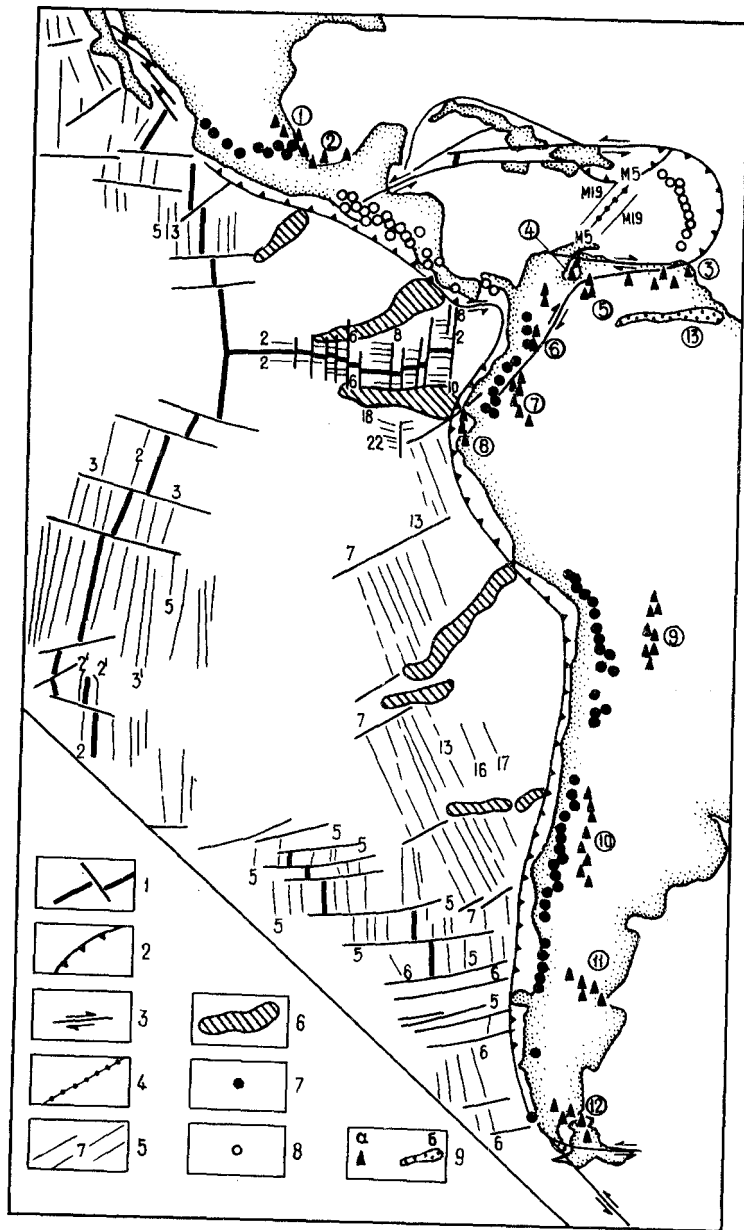


Рис. 4. Схема расположения асейсмичных хребтов, вулканических брешей и нефтегазоносности континентальных окраин Центральной и Южной Америки (Кадастр зарубежных стран, ..., 1983; S. McGeary et al., 1985):

1 — оси активных спрединговых хребтов; 2 — зоны субдукции; 3 — сдвиги; 4 — оси отмерших спрединговых хребтов; 5 — оси линейных магнитных аномалий и их номера; 6 — асейсмичные хребты; 7—8 — активные энсиалические (7) и энсиалические (8) вулканы; 9 — месторождения нефти и газа (а), скопления тяжелых нефтей (б).

честь и, по-видимому, в силу глубоких геохимических изменений в значительной мере снижает свой дегидратационный потенциал. Свидетельством тому является на порядок более низкое содержание флюидов в островодужных вулканитах толеитовой серии по сравнению с породами известково-щелочной серии континентальных вулканических поясов.

В процессе вулканической деятельности, необходимым условием для поддержания которой является дегидратация субдуктирующих плит на глубинах 100—150 км, вода и углеродистые соединения возвращаются в составе трансмагматических флюидов к поверхности. Низкая степень водонасыщенности, в значительно меньшей мере — повышенная плавучесть, крупных асейсмичных хребтов и поднятий в составе этих плит является главной причиной прекращения вулканизма и формирования протяженных вулканических брешей, действующих как проходные каналы, уводящие воду и углеродистые соединения из геохимического цикла [14]. Можно видеть, что эти брешы сопровождаются аналогичными перерывами в нефтегазоносности, имеющей место лишь в тылу поясов активного энсиалического вулканизма и на продолжении субдуктирующих спрединговых хребтов.

Наконец, геохимические особенности вулканизма связаны с определенным типом строения земной коры, субстрат которой является буферующей или каталитической средой по отношению к мигрирующим сквозь нее изначально восстановленным трансмагматическим флюидам. Иллюстрацией этого положения является Центральная Америка, в тылу Трансмексиканского энсиалического вулканического пояса которой расположена одна из крупнейших в мире зона нефтегазоаккумуляции Веракрус-Табаско, тогда как поисковые работы в тылу Центральноамериканского энсиалического пояса до сих пор не имеют положительных результатов. Аналогичные закономерности имеют место в пределах Зондской островной дуги, суматринский и яванский сегменты которой отличаются типом строения земной коры и возрастом субдуктирующих под них участков океанической плиты.

Следуя логике ряда геодинамических моделей нефтегазообразования [1, 3, 12], тихоокеанские активные окраины должны были бы представлять собою сравнительно непрерывный нефтегазоносный пояс с относительно равномерной концентрацией углеводородов, что вытекает из глобального характера рассеяния органического вещества и непрерывности тихоокеанских зон субдукции, с одной стороны, поглощающих это вещество, а с другой — генерирующих более 85% всей сейсмической энергии Земли. Предложенная модель нефтегазообразования с мантийным источником углерода, учитывающая совокупность основных геодинамических параметров тихоокеанских активных окраин, более полно соответствует весьма

Цифрами в кружках обозначены нефтегазоносные бассейны с указанием в скобках начальных извлекаемых запасов углеводородов, млн. т: 1 Тампико-Тукспан (356), 2 Веракрус-Табаско (3120), 3 Оринокский (2424), 4 Мараканбо (7169), 5 Баринас-Апуре (116), 6 Нижней, Средней и Верхней Магдалены (470), 7 Верхнеамазонский (358), 8 Гуаякиль-Прогресо (340), 9 Центральнопределаийский (253), 10 Мендоса-Нуеун (466), 11 Сан-Хорхе (430), 12 Магелланов (233), 13 Нефтяной пояс р. Ориноко (геологические запасы 194 млрд. т)

неравномерному и дискретному характеру их фактической нефтегазоносности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Амурский Г. И., Соловьев Н. Н. Основные проблемы тектодинамики и онтогенеза нефти и газа. — Геология нефти и газа, 1987, № 4, с. 34—39.
2. Будыко М. И., Ронов А. Б., Яншин А. Л. История атмосферы. — М.: Гидрометиздат, 1985. — 208 с.
3. Влияние тектоно-сейсмических процессов на образование и накопление углеводородов/Н. В. Черский, В. П. Царев, Т. И. Сороко, О. Л. Кузнецов. — Новосибирск: Наука, 1985. — 224 с.
4. Галимов Э. М., Банникова Л. А., Барсуков В. Л. О веществе, сформировавшем верхнюю оболочку Земли. — Геохимия, 1982, № 4, с. 473—489.
5. Иванов В. В., Панфилов Р. В. О геохимической корреляции минеральных ресурсов. — Доклады АН СССР, 1979, т. 249, № 1, с. 193—196.
6. Кропоткин П. Н. Дегазация Земли и генезис углеводородов. — Ж. Всесоюз. хим. о-ва им. Д. И. Менделеева, 1986, т. 31, № 5, с. 540—547.
7. Кудрявцев В. А. Генезис нефти и газа. — Л.: Недра, 1973. — 216 с.
8. Маракушев А. А. Углерод в гипербазитах и метеоритах. — Вестник МГУ, Сер. 4. Геология, 1985, № 6, с. 3—13.
9. Островский И. А. Изобарные потенциалы углеводородов в условиях мантии и коры Земли. — Изв. АН СССР, Сер. геол., 1987, № 11, с. 125—131.
10. Руденко А. П., Кулакова И. И. Физико-химическая модель абиогенного синтеза углеводородов в природных условиях. — Ж. Всесоюз. хим. о-ва им. Д. И. Менделеева, 1986, т. 31, № 5, с. 518—526.
11. Соколов Б. А. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. — Вестник МГУ. Сер. 4. Геология, 1985, № 4, с. 12—22.
12. Сорохтин О. Г., Баланюк И. Е. О связи нефтегазоносности с зонами поддвига литосферных плит. — Океанология, 1982, вып. 29, № 2, с. 236—246.
13. Флюидный режим земной коры и верхней мантии /Ф. А. Летников, И. К. Карпов, А. И. Киселев, Б. О. Шкандрий. — М.: Наука, 1977. — 216 с.
14. McGeary S., Nur A., Ben-Avraham Z. Spatial gars in arc volcanism: the effect of collision or subduction of oceanic plateaus. — Tectonophysics, 1985, vol. 119, № 1—4, p. 195—221.
15. Nehring R. The outlook for world resources. — Oil and Gas J., 1980, vol. 78, № 43, p. 170—175.
16. Roadifer R. E. Size distribution of world's largest known oil, tar accumulations. — Oil and Gas J., 1986, vol. 84, № 8, p. 93—100.

Y. P. Malovitsky, B. K. Ostistiy, A. P. Simonov, P. N. Kropotkin

GEODYNAMICS AND PETROLEUM POTENTIAL OF PACIFIC ACTIVE CONTINENTAL MARGINS

Known world reserves of hydrocarbons are distributed in a small number of sedimentary basins and within them — in a limited number of giant and supergiant fields. Statistically an asymmetric character of distribution of these reserves indicates that there are much more important sources of their formation than increased content of dispersed organic matter in one another basin or a possibility of unlimited hydrocarbon mobilization from any large volumes of potential oil source rocks. Using universal dependence, reflecting a relation between dispersion and concentration of chemical elements in the crust, it is shown that known world reserves of hydrocarbons may be provided only with geochemical reserves of carbon in the Earth's mantle.

The development of a number of principally new geodynamic models of oil and gas formation is an attempt to find a way out of the crisis of traditional genetic notion about a possibility of low temperature hydrocarbon generation. These models suggest that high temperature mantle and crust fluids, degassing in zones of the crust

extension, energy of «rigid» thermobaric conditions in subduction zones and «cold» seismotectonic processes in zones of collision within lithospheric plates appear to be a source of energy for hydrocarbon generation. So, energetically the most probable is a relation of processes of oil and gas generation with rift, subduction and collision regimes of the crust evolution, law-governed succession of these regimes forms a complete cycle of the lithosphere evolution from opening to closure of ocean and its transformation to fold belt. Each of these stages is in correspondence with a definite type of continental margins, rift type of which is related with destruction in its development, but subduction and collision types are related with formation of the continental crust of accretion and collision types.

From the point of some above-mentioned models of oil and gas formation the Pacific active margins would represent a relatively continuous oil and gas-bearing belt, judging by global character of organic matter dispersion and continuity of the Pacific subduction zones, absorbing this matter and generating more than 85 % of all seismic energy of the Earth.

An alternative model of oil and gas formation with a source of carbon in the mantle is proposed, it takes, into consideration a combination of main geodynamic parameters of the Pacific active margins as age of oceanic plates subducting under them, type of crust structure of overriding plates, spatial and geochemical peculiarities of volcanism. This model explains best extremely uneven and discrete character of real oil and gas formation on these margins. It is shown that the absolute majority of explored hydrocarbon reserves is concentrated in giant and supergiant fields in the North and South America under continental margins of which Eocene, not older, crust is subducting. Extended volcanic gaps in some areas of these margins, related with subduction of large aseismic ridges and rises under them, are accompanied with similar gars in oil and gas formation having place only in the back of active ensialic volcanism belts and on the extension of spreading ridges.

УДК 553.98:551.242(47+57)

В. Е. ХАИН, К. А. КЛЕЩЕВ, Б. А. СОКОЛОВ, В. С. ШЕИН

Геодинамические обстановки нефтегазоносных бассейнов СССР

Теоретические концепции в геологии являются определяющими в прогнозировании полезных ископаемых, в том числе месторождений нефти и газа. В настоящее время в СССР осуществляется переинтерпретация геологического строения нефтегазоносных территорий с новых позиций — теории тектоники литосферных плит [6, 9, 10, 12—15]. Это позволило иначе, чем ранее, трактовать механизм формирования осадочных бассейнов, уточнить их нефтегазоносность.

По современным представлениям [9, 11, 14, 17] нефтегазоносные бассейны (НГБ) полного цикла геодинамической эволюции формируются в три основных периода: ранний (дивергенции), средний (конвергенции) и заключительный (изостазии). В ранний период цикла преобладают растяжения земной коры, вертикальные тектонические движения, в средний — сжатие, горизонтальные перемещения и в заключительный — изостатическое выравнивание, расчленение бассейна на блоки. Каждый из указанных процессов приводит к созданию глубоких депрессий, заполняемых большими объемами осадочных образований, в ряде случаев перекрытых аллохтонными массивами, представленными как осадочными, так и магматическими, метаморфическими породами. Чем больше толщина отложений,

Типизация нефтегазоносных бассейнов СССР

Группа НГБ	Подгруппа НГБ	Примеры НГБ
Континентальных рифтов и надрифтовых депрессий	Внутриконтинентальных рифтов	Припятский, Днепровско-Донецкий, Западно-Сибирский, Амударьинский, Тургайский, Тунгусский
	Окраинно-континентальных рифтов	Енисей-Хатангский, Баренцево-морский, Северо-Охотский, Манычский, Амударьинский, Анадырский, западная часть Чу-Сарысуйского, Пенжинский, бассейны Арктических акваторий
Пассивных континентальных окраин	Пассивных континентальных окраин, трансформированных последующим столкновением плит	Волго-Уральский, Северо-Кавказский, Лено-Вилуйский, Предкопетдагский, Тимано-Печорский, Прикаспийский
	Пассивных континентальных окраин, не трансформированных столкновением плит	Балтийский
Схождения, столкновения и скольжения плит	Субдукционных (тыльнодуговые, преддуговые, между-дуговые и др.)	Восточно-Сахалинский, Западно-Камчатский, Наваринский, Хатырский, Восточно-Камчатский, Южно-Охотский
	Коллизионных (орогенов столкновения малых плит)	Курино-Южно-Каспийский, Западно-Черноморский, Азово-Кубанский, Терско-Каспийский, Прикопетдагский, Афгано-Таджикский, Ферганский, Восточная часть Чу-Сарысуйского
	Сдвиговых	Зырянский

тем интенсивней происходит прогрев этих образований, а это, в свою очередь, является решающим фактором генерации углеводородов. Наибольшей нефтегазоносностью отличаются бассейны, имеющие глубину свыше 5 км и высокие значения геотермического градиента (свыше $3,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$).

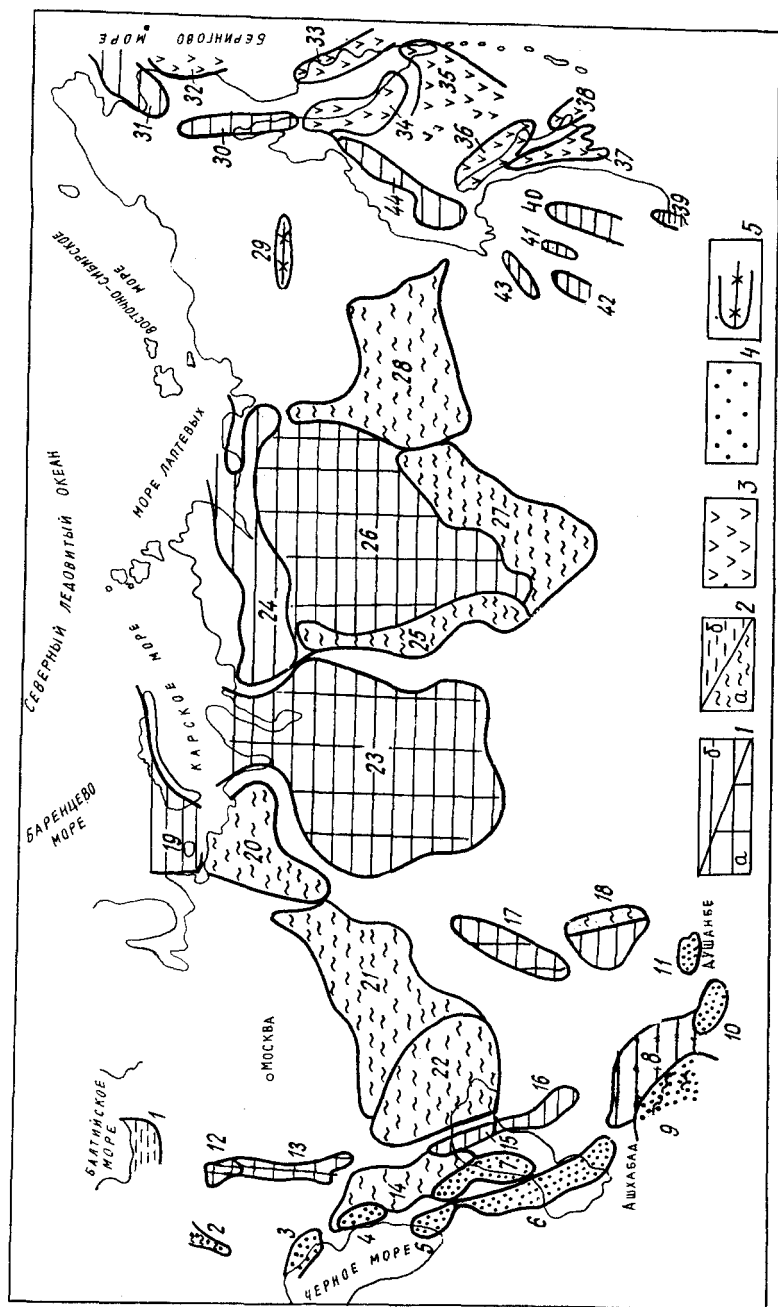
В пределах СССР обнаружено несколько десятков бассейнов (около 70). Почти половина из них разведаны и являются нефтегазоносными. Первый анализ моделей строения и эволюции наиболее важных НГБ в пределах СССР [14] показал, что они сформированы либо в полный цикл геодинамической эволюции, например, Волго-Уральский и Лено-Вилуйский бассейны, либо в неполный, т. е. в отдельные периоды цикла — Тургайский, Балтийский, либо в два цикла — Ферганский, Амударьинский бассейны. Выяснилось, что

решающая роль в формировании НГБ принадлежит геодинамическим обстановкам. С учетом этого показателя нефтегазоносные бассейны СССР можно разделить на три основные группы (таблица). Они связаны с проявлением геодинамических обстановок континентальных рифтов и надрифтовых депрессий (первая группа), пассивных континентальных окраин (вторая группа) и схождения, столкновения и скольжения плит (третья). Бассейны первой группы развивались чаще всего в неполный цикл геодинамической эволюции в условиях растяжения земной коры, которое на заключительных стадиях развития может смениться умеренным сжатием. Большинство бассейнов второй группы сформировано в полный цикл геодинамической эволюции, т. е. в ранний период преобладали условия растяжения, в средний — сжатия, обусловленного столкновением плит, и в заключительный — изостатического выравнивания. В их строении выделяются две основные части: платформенная (большая по площади) и коллизионная. И, наконец, бассейны третьей группы возникли и развиваются в условиях сжатия на конвергентных границах литосферных плит, а именно — на активных окраинах континентов и в зонах коллизии; в первом случае образуются тыльнодуговые, междуговые, преддуговые бассейны, во втором — бассейны предгорных, межгорных прогибов. К этой же группе следует отнести сдвигово-раздвиговые бассейны, т. е. НГБ, образующиеся в обстановке локального растяжения при смещениях вдоль крупных сдвигов, являющихся разрывами сжатия. Формирование бассейнов рассматриваемой группы обычно происходит в неполный цикл геодинамической эволюции. Размещение указанных типов НГБ в пределах СССР показано на рисунке.

Бассейны континентальных рифтов и надрифтовых депрессий

Бассейны рассматриваемой группы возникли при растяжении земной коры. Они связаны с внутриконтинентальным и окраинно-континентальным рифтогенезом, с последующим эпирифтовым прогибанием, образуя соответствующие подгруппы (см. таблицу). Примером нефтегазоносных бассейнов, приуроченных к областям рифтогенеза, являются Припятский и Днепровско-Донецкий. К этой категории следует отнести Западно-Сибирский, Баренцево-морский и другие бассейны. Нефтегазоносными здесь являются комплексы отложений, сформировавшиеся не только на собственно рифтовой стадии их существования, но также и образовавшиеся перед ней и на следующих стадиях жизни бассейна, связанных с общим погружением. Нефтеносность во многом зависит от наличия или отсутствия соленосных толщ, степени раздробленности фундамента бассейна, выраженной приподнятыми и опущенными блоками, проявления сжатия на завершающей стадии его развития.

Типичными представителями бассейнов внутриконтинентального подтипа являются Припятский и Днепровско-Донецкий. В последнем основные залежи выявлены в эпирифтовом комплексе (карбон-юра), а залегающий на большой глубине синрифтовый ком-



плекс (девон) остается еще слабоисследованным. В Припятском бассейне основные залежи обнаружены в отложениях рифтового комплекса (девон).

Одним из интереснейших бассейнов внутриконтинентального подтипа является Западно-Сибирский. Вдоль его длинной оси в меридиональном направлении простирается мощная рифтовая система, уходящая в Карское море. Ее максимальное раскрытие относится к концу перми-триасы; на севере оно могло достигать красно-морских масштабов [1]. В настоящее время основное число залежей нефти обнаружено в эпирифтовом комплексе (верхняя юра-мел), несколько залежей открыто в предрифтовом комплексе (палеозойские отложения). Остаются недостаточно выявленными перспективы синрифтового комплекса, которые могут оказаться значительными.

К числу НГБ окраинно-континентального подтипа относятся бассейны Северо-Востока СССР, Баренцево-морской, Енисей-Хатангский. Последний расположен на северо-восточном ответвлении Западно-Сибирской рифтовой системы и находится с ней в тройном сочленении. Залежи нефти и газа здесь приурочены к породам рифтового (пермь-триас) и эпирифтового (юра-мел) комплексов. Следует отметить, что как в Енисей-Хатангской рифтовой системе, так и в северной части Западно-Сибирской системы, основной пермо-триасовой фазе рифтообразования предшествовал палеозойский цикл геодинамической эволюции, ознаменовавшийся расхождением, сжатием, столкновением и изостатическим выравниванием малых плит.

Существование крупной рифтовой системы намечается в основании Южно- и Северо-Баренцевой впадин [3]. Эта система заложилась скорее всего в среднем девоне, по завершении каледонского тектогенеза, широко проявленного в данном регионе, но могла обновляться вплоть до конца юры-начала мела, когда здесь также широко проявился трапповый магматизм. Баренцево-морская система на востоке, очевидно, сочленяется с Карско-Западно-Сибирской, а на западе — с рифтовой системой Норвежского и Северного морей, что последний раз подчеркивает перспективность связанного с ней син-и эпирифтового осадочного выполнения бассейна.

Схема размещения основных типов нефтегазоносных бассейнов СССР с позиций теории тектоники литосферных плит:

1—5 — основные типы нефтегазоносных бассейнов СССР: 1 — континентальных рифтов в рифтовых депрессиях (а — внутриконтинентальных, б — окраинно-континентальных), 2 — пассивных континентальных окраин (а — трансформированных и б — нетрансформированных последующим столкновением плит), 3 — субдукционные, 4 — коллизионные (образованы на малых плитах в зоне столкновения Аравийской и Индийской плит с Евразийской), 5 — сдвиговые.

Арабскими цифрами на схеме обозначены нефтегазоносные бассейны: 1 — Балтийский, 2 — Предкарпатский, 3 — Предчерноморско-Крымский, 4 — Азово-Кубанский, 5 — Черноморский, 6 — Куринско-Южно-Каспийский, 7 — Терско-Каспийский, 8 — Амударьинский, 9 — Предкопетдагский, 10 — Афгано-Таджикский, 11 — Ферганский, 12 — Припятский, 13 — Днепровско-Донецкий, 14 — Северо-Кавказский, 15 — Манчжурский, 16 — Южно-Мангышлакско-Устюртский, 17 — Тургайский, 18 — Чу-Сарысуинский, 19 — Баренцево-морской, 20 — Тимано-Печорский, 21 — Волго-Уральский, 22 — Прикаспийский, 23 — Западно-Сибирский, 24 — Енисейско-Анабарский, 25 — Байкитский, 26 — Тунгусский, 27 — Непско-Вотубинский, 28 — Лено-Вилуйский, 29 — Зырянский, 30 — Пенжинский, 31 — Анадырский, 32 — Хатангский, 33 — Восточно-Камчатский, 34 — Западно-Камчатский, 35 — Охотский (Южно-Камчатский), 36 — Восточно-Сахалинский, 37 — Западно-Сахалинский, 38 — Южно-Сахалинский, 39 — Суйфунский, 40 — Средне-Амурский, 41 — Верхнебурейский, 42 — Зейско-Бурейский, 43 — Зейско-Удский, 44 — Северо-Охотский

К окраинно-континентальному подтипу рассматриваемого типа должны быть отнесены также перспективно-нефтегазоносные бассейны Арктической подводной окраины нашей страны с их мощными осадками и еще не изученной в деталях структурой.

Бассейны Северо-Востока СССР, в отличие от описанных, приурочены к Северо-Охотско-Анадырской системе рифтов, развивавшейся в зоне активной континентальной окраины Азии. Осадочное выполнение в них связано с поздне меловыми образованиями эпирифтового комплекса (Северо-Охотский, Пенджинский, Анадырский прогибы). Нефтегазоносность установлена пока лишь в Анадырском НГБ [5], но перспективность остальных очевидна. Эта система находится на северном продолжении Восточно-Китайской рифтовой системы, к которой приурочены такие крупные нефтегазоносные бассейны, как Сунляо и Северо-Китайский [16].

Характерным для многих бассейнов рифтов и надрифтовых депрессий является проявление соляной тектоники, связанной с развитием соленосных толщ преимущественно девонского возраста в верхах синрифтового комплекса и на его переходе к эпирифтовому (Припятский, Днепровско-Донецкий бассейны и др.). Эти соленосные толщи должны были способствовать сохранности залежей в синрифтовом комплексе и созданию ловушек для аккумуляции УВ в эпирифтовом комплексе. Другим специфическим типом литологических формаций являются формации доманикового типа (например, баженовская свита Западно-Сибирского НГБ), рассматриваемые как основной источник углеводородов.

Бассейны пассивных континентальных окраин

Эта группа бассейнов подразделяется на две неравнозначных подгруппы: пассивных континентальных окраин, трансформированных последующим столкновением плит, и пассивных окраин континентов, не осложненных столкновением плит. К нетрансформированным пассивным окраинам в пределах СССР можно отнести один НГБ — Балтийский. В его основании предполагаются окраинно-континентальные рифтовые зоны, заполненные рифейско-ранневендскими породами, которые сменились пассивноокраинными образованиями палеозоя. Этот НГБ неполного цикла геодинамической эволюции; нефтегазоносны породы нижнего кембрия.

Вторая наиболее важная подгруппа нефтегазоносных бассейнов возникла при дроблении и погружении окраин континентальных частей плит, сопряженных с обширными глубокими морскими прогибами. В большинстве случаев это бассейны полного цикла геодинамической эволюции, т. е. они испытали растяжение, сменившееся сжатием, что привело к надвиганию на периферию континентальной плиты осадочных толщ исчезающего морского прогиба и образованию горноскладчатого сооружения, имевшего перед своим фронтом предгорный прогиб. В заключительный период благодаря изостатическому выравниванию, бассейны были расчленены на блоки. К НГБ этой подгруппы относятся Волго-Уральский,

Северо-Кавказский, Лено-Вилуйский, Предкопетдагский, Тимано-Печорский, Прикаспийский бассейны. Их нефтегазоносность связана с отложениями, накопившимися как на стадии растяжения (окраинно-континентального рифтогенеза и формирования пассивной окраины), так и на стадии сжатия (образования предгорных впадин). Бассейны имеют специфический профиль. Месторождения складчатого борта связаны с антиклинальными складками или обладают более сложным строением, если складчатый борт имеет покровно-надвиговый вид. На платформенном борту залежи нефти приурочены к пологим поднятиям, рифовым массивам и дельтовым образованиям. В тыловой части рассматриваемой подгруппы бассейнов сохраняются рифтовые системы, параллельные краю континента (например, Припятско-Днепровско-Донецкая рифтовая система в основании Восточно-Русской впадины, Манычская на Скифской и Южно-Мангышлакская на Туранской плитах). Указанные рифтовые системы нередко пересекают рифты, поперечные к краю платформы. Так, Вилуйский рифт занимает поперечное положение по отношению к краю Сибирской платформы и образует тройное сочленение с двумя другими сторонами входящего угла ее контура. На существовавшую здесь рифтовую систему надвинуты складки Верхоянья. В целом бассейны данной подгруппы по сравнению с НГБ континентальных рифтов занимают в пределах платформ более периферическое положение и непосредственно, точнее через краевые (передовые) прогибы, сочленяются со складчатыми сооружениями, внешние зоны которых оказываются надвинутыми на платформу и, по существу, входят в состав этих бассейнов. В их наиболее полных сечениях наблюдаются четыре основных структурных этажа — синрифтовый, отвечающий периоду «обрушения» континентальной окраины, пассивноокраинный, соответствующий перикратонному погружению платформы и формированию осадочного чехла, молассовый, образованный в пределах передового прогиба и надвинутый (шарьированный) со стороны орогена столкновения плит. Региональная восходящая миграция флюидов, включая УВ, направлена от орогена столкновения плит в глубь платформы. Нагрузка пакета шарьяжей является дополнительным стимулом такой миграции, а стресс, вызывающий надвигание орогена на прогиб (или) платформу, — дополнительным фактором генерации УВ.

Надвигание складчатых сооружений на платформу представляет общую закономерность. Восточно-Европейская платформа со всех сторон обрамлена такими надвигами, амплитуда которых достигает десятков, а на отдельных участках (Скандинавские каледониды) и сотен километров. Такая же картина характерна для значительной части периферии Сибирской платформы — Иркутский амфитеатр, Таймыр, Верхоянье. Установление этого надвигания открывает перспективы обнаружения надвиговых залежей, причем многоэтажных. Это касается, в первую очередь, Урала и Верхоянья. В некоторых регионах, например Карпатском, нефтегазоносность подобных зон установлена давно. Период сжатия и шарьирования сменяется изостатическим выравниванием и блоковым расчленением

НГБ. Вместе с надвиговыми перемещениями изостазия определяет размещение нефтяных и газовых месторождений. Главные очаги генерации УВ расположены по периферии платформы — в передовых прогибах и перикратонных опусканиях. Нефть и (или) газ аккумулируются в платформенных крыльях прогибов, нередко в барьерных рифах, зонах выклинивания или трансгрессивного перекрытия, а также в зонах тектонического перекрытия внутренних бортов прогибов и внешних зон складчатых сооружений. Остальная масса УВ устремляется в составе флюидопотоков вдоль поперечных рифтов в глубь платформы. В рифтах могут находиться дополнительные очаги генерации УВ, связанные с толщами доманикового типа. Мелкие и среднего масштаба залежи УВ формируются в бортах рифтов, нередко в рифовых постройках или структурах их облекания, а также в структурах инверсионного типа в их осевых зонах.

Бассейны схождения, столкновения и скольжения плит

Эти бассейны подразделяются на три подгруппы: субдукционные (тыльнодуговые, преддуговые, междуговые), коллизионные (орогенов столкновения малых плит) и сдвиговые. Бассейны первой и последней подгрупп располагаются на Дальнем Востоке и Северо-Востоке СССР, в области конвергенции Евразийской и Тихоокеанской крупных литосферных плит. Многочисленные бассейны Сахалина, Камчатки и прилегающих окраинных морей приурочены к сложной переходной области между Восточной активной окраиной Азиатского континента и Тихоокеанской океанической плитой, включающей морские котловины и островные дуги. По своей природе это субдукционные НГБ — преддуговые и тыльнодуговые, сложенные морскими и вулканогенными молодыми (кайнозойскими) толщами, смятыми в антиклинальные складки. К ним принадлежат, в частности, нефтегазоносные бассейны — Восточно-Сахалинский и Западно-Камчатский, а также перспективные — Хатырский, Наваринский и др. При этом три из них — Восточно-Сахалинский, Хатырский и Наваринский — относятся к преддуговым, а Западно-Камчатский — к тыльнодуговым. Основными нефтегазогенерирующими толщами в этой группе бассейнов являются кремнисто-глинистые формации, преимущественно миоценового возраста, относящиеся к нижней молассе. Они перекрываются песчано-глинистыми плиоценовыми и плейстоценовыми формациями, также вмещающими залежи нефти, образованные в основном за счет вертикальной миграции. Условия интенсивного тангенциального сжатия приводят к высокой активности флюидов, выжимаемых из осадков, к аномально высоким пластовым давлениям, к проявлениям глиняного диапиризма и грязевого вулканизма, осложняющим строение антиклинальных поднятий.

Подгруппу коллизионных НГБ составляют бассейны Закавказья и Средней Азии. Первые из них возникли в процессе коллизий Евразийской плиты с Аравийской, а вторые — с Индостанской. Между сталкивающимися крупными литосферными плитами при этом

образовалась широкая зона межплитного торошения, в которой образовались отдельные малые плиты (микроплиты) — Западно-Черноморская, Восточно-Черноморско-Рионская, Куринско-Южно-Каспийская, Афгано-Таджикская, Ферганская, испытывающие сложные сдвиговые и надвиговые перемещения относительно друг друга. Западная часть коллизионных бассейнов находится в области, входившей до олигоцена в состав палеоокеана Тетис, в то время как восточная — целиком расположена в пределах его северной периферии. Соответственно в советской литературе первые рассматриваются как эпигеосинклинально-орогенные, а вторые — как эпиплатформенно-орогенные. Это различие наложило свой отпечаток и на осадочное выполнение бассейнов, и на их тектоническую структуру.

Наиболее крупный и промышленно значимый бассейн эпигеосинклинально-орогенного происхождения — Куринско-Южно-Каспийский (он охватывает и Западно-Туркменскую низменность) — наложен на Закавказский срединный массив (микроконтинент), точнее на его Азербайджанскую глыбу, испытывающую подвиг под восточную часть Большого Кавказа. С этим поддвигом связаны южно-вергентные складчато-надвиговые деформации орогенного, молассового комплекса, сорванного по глинистой майкопской серии с подстилающего сингеосинклинального чехла массива. В области Южного Каспия массив расчленен южным продолжением меридиональной рифтовой системы, протягивающейся сюда из Восточно-Русской впадины. Это вызвало исключительно глубокое погружение фундамента бассейна, подвергшегося здесь, вероятно, значительной переработке, а также резкое отклонение к югу пучка складок, протягивающегося из юго-восточного Кавказа и Куринской впадины в Западно-Туркменскую низменность. В бассейне нефтегазоносны и молассовый, и домолассовый комплексы, но основная роль принадлежит, как известно, плиоценовой продуктивно-красноцветной толще, образованной осадками дельты Палеоволги, впадающей в реликтовый Южно-Каспийский бассейн.

В той же полосе, что и Куринско-Южно-Каспийский НГБ, находятся бассейны Западно-Черноморский и Восточно-Черноморско-Рионский, а по другую сторону Большого Кавказа — Азово-Кубанский, Терско-Каспийский и Предкопегдагский. Во всех этих бассейнах нижний структурный комплекс образован мелководно-морскими карбонатно-терригенными осадками платформенного или близкого к нему типа, средний — олигоцен-миоценовыми относительно мелководными песчано-глинистыми толщами, играющими важную нефтегазогенерирующую роль, верхний — мелководно-морскими и континентальными осадками типа верхней молассы. Залежи нефти и газа сосредоточены в двух нижних комплексах. Бортовые зоны бассейнов, граничащие с Горным Крымом, Большим Кавказом и Копетдагом, осложнены надвигами; надвиги осложняют и внутренние антиклинальные зоны Терско-Каспийского прогиба, что повышает перспективы их нефтегазоносности.

Среди бассейнов эпиплатформенно-орогенного генезиса наиболее крупными являются Афгано-Таджикский и Ферганский. До эпохи

новейших деформаций и горообразования, в позднем палеозое и раннем палеогене, оба эти бассейна представляли проксимальную часть широкой пассивной континентальной окраины Тетиса, и только в плиоцене благодаря поднятию Южного Тянь-Шаня (Гиссаро-Алая) они разделились. В отличие от бассейнов Черноморско-Каспийской области, в составе осадочного выполнения этих бассейнов существенная роль принадлежит континентальным и лагунным отложениям; олигоцен-четвертичные молассы вообще лишены морских элементов. Складчато-надвиговая структура бассейнов обусловлена импульсом сжатия со стороны Памира и сдвиговым смещением по Таласо-Ферганскому и некоторым другим разломам. В Фергане открыты первые поднадвиговые залежи нефти, что внушает надежду на обнаружение и других подобных месторождений. Следует подчеркнуть сходство выполнения и структуры наших среднеазиатских межгорных бассейнов с западно-китайскими, особенно с Джунгарским. В структуру Афгано-Таджикского бассейна дополнительное усложнение вносит присутствие в разрезе эвапоритовой верхнеюрской толщи, вызвавшее дисгармонию между подсолевым и надсолевым комплексами.

Сдвиговые бассейны обусловлены зонами растяжения вдоль крупных сдвигов; они предполагаются в пределах Средней Азии и Северо-Востока СССР (например, Зырянский бассейн).

Проведенный геодинамический анализ позволил выяснить генезис большинства нефтегазоносных бассейнов СССР, осуществить их типизацию. Это открывает путь для прогноза и обоснования в них разных типов нефтегазоносных комплексов (например, синрифтовых, дорифтовых, пассивноокраинных и др.), различных типов ловушек нефти и газа (например, антиклинальных — в эпирифтовых комплексах, неантиклинальных — в пассивноокраинных и др.), для определения механизма формирования зон нефтегазоаккумуляции, их строения и т. п. Таким образом, намечены резервы для расширения сырьевой базы нефтегазодобычи страны. В пределах некоторых нефтегазоносных бассейнов (Ферганского, Тургайского, Амударьинского) геодинамический анализ был применен на практике и получены положительные результаты.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аглонов С. В.* Строение фундамента и промежуточного структурного этажа п-ова Ямал по геофизическим данным. — Сов. геология, 1986, № 6, с. 111—117.
2. *Варнавский В. Г., Мальшев Ю. Ф.* Восточно-Азиатский грабеновый пояс. — Тихоокеанская геология, 1986, № 3, с. 3—13.
3. *Верба М. Л.* О процессах растяжения земной коры на Баренцевоморском шельфе. — В кн.: Природные условия и естественные ресурсы северных морей. — Л.: Недра, 1977, с. 28—32.
4. Геология и геодинамика нефтегазоносных территорий Юга СССР. / Под ред. С. П. Максимова, К. А. Клещева, В. С. Шеина. — М.: Недра, 1986. — 232 с.
5. *Иванов В. В.* Осадочные бассейны Северо-Востока Азии. — М.: Наука, 1985. — 208 с.
6. *Кучерук Е. В., Ушаков С. А.* Тектоника плит и нефтегазоносность (геофизический анализ). — М.: ВИНТИ, 1985. — 182 с.
7. *Максимов С. П., Шеин В. С.* Тектоника плит — теоретическая основа научного

прогресса в геологии нефти и газа. — Геология нефти и газа, 1986, № 9, с. 1—9.

8. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. / В. С. Сурков и др. — М.: Недра, 1986. — 280 с.

9. *Соколов Б. А.* Эволюционно-динамические критерии нефтегазоносности недр. — М.: Недра, 1985. — 243 с.

10. *Соколов Б. А., Хаин В. Е.* О нефтегазоносности надвиговых окраин складчатых горных сооружений. — Сов. геология, 1982, № 12, с. 53—58.

11. *Хаин В. Е.* Глобальные закономерности нефтегазоаккумуляции: современное состояние проблемы. — В кн.: Глобальные тектонические закономерности нефтегазоаккумуляции. — М.: Наука, 1985, с. 5—14.

12. *Хаин В. Е., Соколов Б. А.* Основные закономерности формирования геосинклинально-складчатых областей и их нефтегазоносность. — В кн.: Тектоника и нефтегазоносность складчатых поясов. — Фрунзе: изд-во «Кыргызстан», 1984, с. 4—10.

13. *Хаин В. Е., Соколов Б. А.* Окраины континентов — главные нефтегазоносные зоны земли. — Сов. геология, 1984, № 7, с. 18—24.

14. *Шейн В. С., Клещев К. А.* Условия нефтегазоаккумуляции на платформах и складчатых областях с позиций теории тектоники плит. — Геология нефти и газа, 1984, № 3, с. 20—29.

15. *Шейн В. С., Клещев К. А.* Новые теоретические предпосылки оценки перспектив нефтегазоносности. М.: обзор ВНИИОЭНГ, 1984. — 60 с.

16. *Liy Hefi.* Geodynamic Scenario and Structural Styles of Mesozoic and Cenozoic Basins of China. Bul. AARG, 1986, vol. 70, N 4, p. 377—395.

17. *Oliver G.* Fluids expelled tectonically from orogenic belts. Their role in hydrocarbon migration and other geologic phenomena. Geology, 1986, vol. 14, p. 99—102.

V. E. Khain, K. A. Kleshchev, B. A. Sokolov, V. S. Shein

GEODYNAMIC CONDITIONS OF THE USSR'S PETROLIFEROUS BASINS

Petroliferous basins characterized by a full cycle of geodynamic evolution were formed in three main periods: yearly period (divergence), middle period (convergence) and final period (isostasy). During the early period of the cycle the earth's crust extension and vertical tectonic movement prevailed. The second period was dominated by compression and lateral displacement, and the final period — by isostatic leveling and basin separation into blocks. In the USSR, a total of 23 petroliferous basins have been discovered. They were developed either within a complete cycle of geodynamic evolution (e. g., Volga-Ural and Lena-Vilyuy basins) or within the incomplete cycle, i. e. during certain periods of the cycle (e. g., Dnepr-Prityat, Amu-Dar'ya basins).

Geodynamic environments are of great importance in the formation of oil- and gas-bearing basins. Based on this factor, the USSR's petroliferous basins can be divided into 3 main groups. The first group results from the manifestation of the geodynamic conditions of intracontinental rifts and above-rift depressions, the second group is related to passive margins, and the third is caused by plate collision processes.

Among the petroliferous basins associated with intracontinental rifts and above-rift depressions are Dnepr Prityat, Turgai, West Siberian, Amu-Dar'ya, Lena-Vilyuy, Ustyurt and Barents Sea basins. The structure and hydrocarbon potential of this group of basins is largely determined by type of rifting (arch-volcanic or aulacogen rifts, their dual, triple junctions, etc.), by the exhibition of vertical inverse motion in rifts, as well as by the composition of rift and above-rift infilling.

Passive continental margin basins that have undergone collision with island arcs, continents and microcontinents represent the most important group of petroliferous basins (Volga-Ural, pre-Copetdag, Timano-Pechora, pre-Caspian basins). Two main parts can be identified in their structure: (1) platform part (major) and (2) collisional. The petroleum prospects of the former are associated predominantly with traps of passive margin units, whereas those of the latter are associated with structurally, complicated natural reservoirs formed during plate collision. Besides passive margins, a significant role in formation of Timano-Pechora and pre-Caspian basins has been played also by rifting. In the USSR's oil and gas potential balance the role of passive margin petroliferous basins that have not been transformed by plate collision is not great. The Baltic Sea basin is a good example.

The next group of petroliferous basins is relatively not large in size. These basins can be divided into 2 subgroups. The first subgroup (Fergana, Suran-Vakha, South Caspian, pre-Carpathian, pre-Copetdag, Black Sea, pre-Black Sea-Crimea basins) has been formed due to collision both large (Arabian and Eurasia, Indian and Eurasia) and small (Turanian and North Afghan, Pamir and Turanian) plates. Their oil and gas potentials may be related to molasse section as well as to underlying platform strata. The second subgroup of collisional petroliferous basins (Sakhalin, West Kamchatka) has been contributed by the zone of convergence of Pacific and Eurasia plates in the east of the USSR. These are forearc, interarc and backarc basins with late Cretaceous-Cenozoic sedimentary-volcanogenic section.

An analysis of the geodynamic evolution of the USSR's petroliferous basins has allowed us to determine new types of oil- and gas-bearing formations, new types of natural reservoirs and non-traditional petroleum exploration plays.

УДК 551.2:553.98.041

Н. А. КРЫЛОВ, В. А. СИДОРОВ

Современная геодинамика осадочных бассейнов — новый критерий прогноза нефтегазоносности

Дальнейшее совершенствование теоретических основ проблемы изучения закономерностей размещения и формирования залежей углеводородов в земной коре и методики их поиска потребовали разработки новых фундаментальных научных направлений в нефтяной геологии с учетом достижений научно-технического прогресса в смежных направлениях наук о Земле. К одному из таких новых научных направлений мы относим комплексное изучение современной геодинамики осадочных бассейнов.

Использование современной геодинамики в нефтяной геологии основано на следующих предпосылках. Результаты, полученные при изучении геофизической среды, позволили выявить новые свойства, характеризующие ее как среду нелинейно-упругую, динамически активную и изменяющуюся во времени. Эти свойства в основном определяются несплошностью среды, наличием в ней активных (кинематических) неоднородностей различного типа и порядка. В пределах осадочных бассейнов к ним относятся — разломы, плотностные и прочностные неоднородности в осадочной толще и фундаменте, различные дислокации, а также залежи углеводородов. Такие неоднородности, как установлено, являются наиболее чувствительными к слабым изменениям регионального поля напряжений, повсеместно присутствующего в литосфере, или к искусственному возбуждению среды, например вибровоздействием. В условиях взаимодействия поля напряжений с вышеуказанными неоднородностями возникает ряд явлений — деформационные процессы различного пространственно-временного масштаба, массоперенос с изменением режима миграционных процессов и физических свойств многофазных

флюидных систем, включая возбужденную миграцию флюидов, и т. д. Такие явления сопровождаются изменениями во времени характеристик сейсмического, гравитационного, геомагнитного, электромагнитного и других физических полей, сейсмической активности, координат земной поверхности (вертикальные и горизонтальные движения, наклоны), геохимических показателей. Последние фиксируются или вычисляются по результатам повторных и режимных (мониторинг) геофизических, геодезических, космических, геохимических и других наблюдений при соответствующем обеспечении точности и методики работ.

Таким образом исследования по современной геодинамике осадочных бассейнов основаны на изучении нового свойства геофизической среды — ее современной динамики и базируются на представлениях о неоднородностях среды как динамических системах. Содержание этих исследований состоит в выявлении связей параметров пространственно-временных изменений геофизических и геохимических полей, движений и деформаций земной коры с геологическими условиями нефтегазоносных областей, а также и непосредственно с нефтяными и газовыми месторождениями. Прикладное нефтепоисковое значение современной геодинамики определяется возможностью прогнозирования этих неоднородностей среды с помощью нового поискового метода — разведочной геодинамики.

Физической основой разведочной геодинамики является свойство неоднородной геофизической среды реагировать изменением характеристик геофизических полей, движений и деформаций земной коры, геохимических показателей во времени на изменение напряженного состояния среды и свойств флюидов, заполняющих коллектор. Геологической основой разведочной геодинамики является существующая локализация в разрезе таких неоднородностей среды, как разломы, зоны плотностных и прочностных дефектов, существенное различие свойств углеводородов в залежи и примыкающей к ним области пород от вмещающей среды, осязаемое различие свойств коллектора, заполненного водой, нефтью или газом.

Обобщение результатов наблюдений, полученных на специальных геодинамических полигонах в нефтегазоносных областях, позволило наметить возможности использования данных современной геодинамики при решении следующих задач нефтяной геологии.

Структурное и нефтегеологическое районирование осадочных бассейнов на геодинамической основе

Повторные геофизические и геодезические наблюдения, выполненные в пределах Припятского прогиба, Северного Кавказа, Закавказья, бортовой зоны Прикаспийской впадины и других нефтегазоносных областей установили существенно неоднородное региональное распределение параметров современных вертикальных дви-

жений земной поверхности и изменений во времени геофизических полей. Выделяется система регионально протяженных зон, характеризующихся аномальным изменением таких параметров. Так, скорости современных вертикальных движений земной поверхности достигают 10—15 мм/год, изменения гравитационного поля — 250—300 мкГал/год, изменения геомагнитного поля — 5—8 нТл/год, что на 1,0—1,5 порядка превышает ошибки их определения. Такие зоны выделяются на фоне обширных областей со значениями современных вертикальных движений земной поверхности до 2—4 мм/год, изменений гравитационного поля до 40—50 мкГал/год и геомагнитного поля до 1,0—1,5 нТл/год, что незначительно превышает ошибки их определения.

Анализ и сопоставление геодинамической зональности с геолого-геофизической характеристикой осадочных бассейнов показал, что геодинамически активные зоны характеризуются существенно повышенной напряженностью геотермического поля, повышенными значениями пластовых давлений, региональными аномалиями гравитационного и геомагнитного полей. Это несомненно свидетельствует о продолжении развития в настоящее время тех глубинных процессов, которые контролировали тектоническую зональность осадочных бассейнов и условия (геотермические, гидрогеологические и др.), благоприятные для размещения нефтяных и газовых месторождений.

Общая закономерность, основанная на выполненных сопоставлениях, состоит в том, что в пределах изученных осадочных бассейнов геодинамически активные в настоящее время структурно-тектонические зоны являются, как правило, региональными зонами нефтегазонакопления. Примерами могут служить Речицко-Вишанская (Припятский прогиб), Терская (Терско-Каспийский краевой прогиб) региональные зоны нефтегазонакопления, характеризующиеся максимальной тектонической активностью. Малоперспективные структурно-тектонические зоны осадочных бассейнов являются, как правило, относительно стабильными в настоящее время. Они же характеризуются и существенно меньшей напряженностью теплового поля, фоновыми значениями гидрогеологических и других показателей нефтегазонакопления. Намеченные эмпирические соотношения указывают на существование геодинамического контроля региональных, нефтеперспективных структурно-тектонических зон осадочных бассейнов. Однако этот вопрос подлежит дальнейшему более углубленному исследованию с точки зрения выработки совокупности критериев, характеризующих выявленные соотношения.

В целом возможности использования региональных геодинамических данных могут быть связаны именно со структурным и нефтегеологическим районированием малоизученных областей осадочных бассейнов и прогнозом в их пределах условий, благоприятных для размещения залежей углеводородов. Примерами такого прогноза могут быть выделенные по региональным геодинамическим данным тектонически активные в настоящее время зоны: Оземлинско-Первомайская в Северной части Припятского прогиба, Северо-Датыхс-

кая, Северо-Моздокская и Восточно-Терская в пределах Терско-Каспийского краевого прогиба.

Выявление, трассирование и комплексная геодинамическая характеристика зон разломов различного типа и порядка с их последующей нефтегеологической оценкой

Систематические наблюдения за параметрами современных вертикальных и горизонтальных движений земной коры, вариациями во времени значений геофизических полей и геохимических показателей позволили установить аномальные их изменения, главным образом, в пределах геодинамически активных (мобильных) структурно-тектонических зон.

Работами на эталонных геодинамических полигонах в нефтегазоносных областях было однозначно показано, что локальные геодинамические аномалии шириной 1—3 км, амплитудами примерно 25—35 мм/год и более для вертикальных движений, 40—50 мм/год для горизонтальных движений, 200—300 мкГал для изменений гравитационного поля и 5—10 нТл для изменений геомагнитного поля выявляются непосредственно над разломами, главным образом в низах осадочной толщи и в фундаменте. Локализация геодинамических аномалий непосредственно над активными разломами и выявление этих параметров точными инструментальными методами позволяют обосновать возможность использования методов разведочной геодинамики для выявления и трассирования разломов различного типа и порядка. Последние, как известно, определяют блоковую структуру фундамента нефтегазоносных областей, которая, в свою очередь, оказывает решающее влияние на локализацию структур в осадочной толще. В случае проникновения в осадочную толщу разломы могут быть тектоническими экранами, создающими ловушки для залежей углеводородов. Поэтому их более уверенное трассирование с использованием геодинамических данных может способствовать повышению достоверности выявления и подготовки поисковых объектов под глубокое бурение.

Оказалось принципиально новым и важным, что аномальной геодинамической активностью характеризуются также и малоамплитудные разломы, картирование которых, например с помощью сейсморазведки, весьма затруднено (амплитуда смещения слоев по разломам составляет примерно 30—50 м). На основе использования методов разведочной геодинамики был осуществлен прогноз малоамплитудных разломов по подсоевым девонским отложениям в пределах Припятского прогиба, по верхнемеловым отложениям в восточной части Терско-Каспийского прогиба и другим нефтегазоносным областям. Прогноз был подтвержден последующими геолого-геофизическими работами.

Таким образом геодинамические критерии могут явиться новым существенным вкладом в общий комплекс геолого-геофизических методов по картированию блокового строения осадочной толщи нефтегазоносных областей. Особенно эффективным может быть

применение геодинамических критериев картирования малоамплитудных разломов, контролирующих малоамплитудные, малоразмерные ловушки в пределах так называемых «старых» нефтедобывающих регионов.

Прогноз напряженно-деформированного состояния осадочной толщи и распределения в ней повышенной трещиноватости пород

Тектоническая интерпретация локальных аномалий современных вертикальных движений земной поверхности привела к выводу о существовании локальных деформационных процессов в пределах собственно разломных зон. Установлено, что эти процессы не связаны с временным ходом регионального (внешнего по отношению к объему среды, контролируемому системой наблюдений) поля напряжений, а обусловлены флуктуациями параметров среды внутри самих разломных зон (упругих моделей, коэффициентов трения и др.), которые можно рассматривать как параметрические деформации среды.

На основании выполненного математического моделирования и экспериментальных данных по повторному нивелированию для эталонных и прогнозных участков изучаемых нефтегазоносных областей были составлены формулы для расчета глубины и размеров локальных объемов разупрочнения среды (зон повышенной трещиноватости), обуславливающие локальные аномалии современных вертикальных движений земной поверхности. Практически во всех случаях локальные объемы современного разупрочнения пород оказались приуроченными к компетентным породам осадочного чехла, которые являются регионально нефтегазоносными комплексами с преимущественным развитием коллекторов трещинного и трещинно-кавернозного типа (межсолевые и подсолевые девонские отложения Припятского прогиба, верхнемеловые отложения Терско-Каспийского краевого прогиба, среднеэоценовые отложения Аджаро-Триалетской зоны в Закавказье). Наибольший эффект от использования разработанной методики прогнозирования зон повышенной трещиноватости пород может быть достигнут при комплексировании результатов повторного нивелирования с данными сейсморазведки.

Оценка возможностей использования разведочной геодинамики при прогнозировании нефтегазоносности геологического разреза

Результаты экспериментальных наблюдений показывают, что в пределах нефтяных месторождений зафиксирована наибольшая аномальность и изменчивость во времени параметров современных тектонических движений, геофизических полей и геохимических показателей. Этот факт, а также результаты теоретических и методичес-

ких разработок позволили сформулировать первый вариант интерпретации намеченных связей.

Во-первых, представления о параметрических деформациях среды позволяют говорить о преимущественной приуроченности явления квазипериодического (короткопериодного) процесса разупрочнения (появления дополнительной трещинной емкости) к объемам пород, вмещающих залежи углеводородов. Во-вторых, интерпретация вариаций во времени гравитационного и геомагнитного полей привела к выводу об обусловленности этих аномалий за счет трех возможных факторов: изменения физических свойств вмещающих залежь пород, изменения физических свойств собственно залежей углеводородов во времени и современных миграционных процессов по зонам разломов, которые контролируют положение залежи в разрезе. Учитывая чрезвычайную сложность рассматриваемой задачи, сделанные выводы следует считать предварительными, подлежащими дальнейшей конкретизации путем углубления теоретических и методических аспектов и проверки намеченных связей на конкретных нефтяных месторождениях.

Имеющийся материал позволяет предложить первый вариант геодинамической модели тектонически экранированного нефтяного месторождения. Модель учитывает связь режима современных деформационных процессов с флюидодинамическими процессами в залежи и флюидодинамикой разломов. Полевые эксперименты показали, что возбуждение и миграция флюида возможны посредством искусственного воздействия на среду, например, через вибровоздействие. Это существенно повышает эффективность использования методов разведочной геодинамики при оценке вероятной продуктивности локальных поисковых объектов.

Применение разведочной геодинамики как одного из видов геологопоисковых работ возможно на различных стадиях поисково-разведочного процесса. Во-первых, необходимо использование геодинамических работ в комплексе с региональными геолого-геофизическими работами. Задача состоит в учете геодинамического районирования нефтегазоносных областей при обосновании латерального расчленения геологического разреза по геолого-тектоническим особенностям и созданию геодинамических моделей зон нефтегазонакопления. Во-вторых, блоковая дифференциация геодинамических параметров в пределах тектонических зон должна быть использована при обосновании выделения локальных структур, контролируемых ослабленными зонами земной коры (зонами разломов). В этом отношении геодинамические исследования наиболее эффективно комплексировать с результатами дистанционных исследований и данными сейсморазведки. В-третьих, возникает новая задача — использование результатов геодинамических исследований при проведении сейсмостратиграфических работ. Данные интерпретации геодинамических параметров по оценке напряженно-деформированного состояния локальных участков среды могут быть применены при диагностике рисунка сейсмической записи. Решение этой задачи, при соответствующем обеспечении теоретическими и методическими

разработками, может быть существенно углублено вплоть до прямого прогнозирования нефтегазоносности разреза на основе комплексирования результатов геодинамических исследований с геофизическими, геологическими и геохимическими данными.

N. A. Krylov, V. A. Sidorov

MODERN GEODYNAMICS OF SEDIMENTARY BASINS — A NEW CRITERION FOR PETROLEUM POTENTIAL FORECASTING

The paper deals with new approach to geologic study and hydrocarbon prospects of sedimentary basins on the basis of Earth crust recent geodynamics combined study. New exploration tool — «exploration geodynamics» as one of the methods in existing combination of exploration methods and its ability is described. Results of recent geodynamic studies in certain hydrocarbon bearing regions are summarised. Possibility of recent geodynamic data application for sedimentary basins structural and petroleum geology zonation with delimitation of regionally hydrocarbon prospective zones on the basins of geodynamics is shown. On the basis of generated ideas about recent deformation processes existence in limited medium volumes adjacent to faults and above into account computed model simulation technique of highly fractured zones prediction is developed. First version of geodynamic model for tectonic screened hydrocarbon accumulation is designed on the basis of analysis and combined interpretation of experimental geodynamic studies in standard areas results. Revealed regularities may be used to rise efficiency of exploration works and to chose the most optimal combination of exploration methods in poorly explored hydrocarbon bearing areas and areas with complicative geology.

УДК 55:553.98(—02)

Д. С. ОРУДЖЕВА

Геологические границы при районировании нефтегазоносных территорий

Основной принцип нефтегазогеологического районирования (НГГР) заключается в выделении территории, акватории или трехмерного геологического пространства по особенностям установленной или научно обоснованной нефтегазоносности. НГГР предполагает прежде всего обособление трех категорий земель: с доказанной, возможной нефтегазоносностью и бесперспективных.

Современной представляется точка зрения, обосновывающая нефтегазоносность любой территории лишь при действии комплекса определенных тектонических, литолого-фациальных, термодинамических, геохимических, гидрогеологических и других геологических условий. Сущность НГГР заключается в выделении, а, следовательно, оконтуривании частей территории, где в результате действия комплекса ранее приведенных факторов, в их взаимосвязи и развитии, в той или иной мере происходит генерация и миграция углеводородов (УВ), формирование и сохранение скоплений нефти и газа.

Такова совокупность основных признаков, присущих обособляемому при районировании нефтегазоносным территориям,

при проведении границ элементов НГГР. Суть данного районирования заключается в выделении и ограничении последних по этим признакам с тщательным анализом всего комплекса геологических факторов и их эволюции.

При НГГР нефтегазоносные территории делятся на различные по рангу и размерам элементы. Последние, как и все категории элементов любого районирования, должны сопоставляться, поэтому их необходимо выделять по конкретным и одинаковым признакам.

Вслед за И. О. Бродом [1] автор в качестве основного элемента НГГР выделяет нефтегазоносный бассейн. Именно здесь, в области устойчивого и длительного погружения земной коры, характеризующейся достаточно отчетливой современной геоструктурной автономностью, реализуются процессы образования, миграции и накопления УВ, формирования и сохранения залежей и месторождений нефти и газа, т. е. основных генетических свойств НГБ.

Предлагается следующий полный ряд НГГР общего характера — нефтегазоносная провинция, бассейн, суббассейн, область, район, региональные зоны нефтегазонакопления, зона нефтегазонакопления, подзона нефтегазонакопления, месторождение, залежь и ловушка [6].

Нефтегазоносная провинция (НГП) — это обширная территория в современной структуре земной коры, включая совокупность разобщенных (автономных), но принципиально сходных по своей геологической эволюции нефтегазоносных бассейнов, приуроченных к единому крупному геоструктурному элементу, история геологического развития которого обуславливает процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления (Туранская, Предкавказская, Тянь-Шаньская НГП и др.).

Нефтегазоносный бассейн (НГБ) — это территории или акватории прогибания в современной структуре земной коры, разнообразные по геотектоническому положению, строению, размерам и объемам осадочного выполнения (от $n \cdot 10^3$ до $n \cdot 10^6$ км³). Они характеризуются интенсивным и устойчивым погружением, которое полностью или в значительной мере скомпенсировано осадконакоплением (мощность отложений не менее 3—3,5 км); НГБ в значительной своей части представлены субаквальными пелитовыми породами и коллекторскими толщами, чередующимися с эффективными крышками. Геологическая эволюция этих территорий способна обеспечить генерацию, миграцию и накопление УВ, формирование и сохранение залежей нефти и газа.

В процессе своего геологического развития нефтегазоносные бассейны претерпевают сложную эволюцию — неоднократную принципиальную смену тектонических режимов и как следствие этого — чередование различных ассоциаций типов отложений — формационных комплексов, имеющих разные структурные планы залегания и отделяющихся друг от друга различными по длительности перерывами. Все это приводит к расчленению истории формирования НГБ на отдельные крупные стадии развития, вещественным выражением которых являются осадочные формационные комплексы.

Возможность и масштабы образования и накопления УВ в каждом из них определяются в основном литолого-фациальной и палеогеографической обстановкой формирования этого комплекса и последующими процессами катагенеза отложений и содержащегося в них ОВ в ходе их погружения на различную глубину. Отдельные части нефтегазоносных бассейнов связаны с различными структурными этажами, приуроченными к разным комплексам пород, т. к. главные закономерности размещения крупных скоплений УВ, несомненно, контролируются особенностями строения, геологического развития и условиями формирования зон нефтегазонакопления в крупных подразделениях (структурных этажах, формационных комплексах) земной коры.

Поэтому нефтегазоносные суббассейны (НГСБ), связанные с этими крупными комплексами пород, естественно, характеризуются различными тектоническими, литолого-фациальными, гидрогеологическими, геохимическими, термодинамическими и другими условиями генерации, миграции и аккумуляции УВ, формирования и сохранения залежей нефти и газа. Причем, осадки, слагающие эти формационные комплексы, характеризуются разной катагенетической изменчивостью, а их складчатые деформации — разной интенсивностью.

Известно, что присутствие эвапоритов обуславливает значительную дисгармонию подсолевого и надсолевого структурных этажей, создавая совершенно различные условия аккумуляции нефти и газа, различные типы ловушек и залежей; в частности, нередко наблюдаются аномально высокие пластовые давления в породах подсолевого этажа [7].

Следовательно, нефтегазогеологическое районирование внутри нефтегазоносных бассейнов в пределах разных крупных структурных этажей следует проводить раздельно. К ним будут приурочены разные нефтегазоносные суббассейны, так как они будут связаны, например, с платформенными формациями, а также с переходными (постплатформенными, квазиплатформенными отложениями) или любым другим комплексом в пределах молодых платформ, значительно отличающихся по своей истории геологического развития. В качестве примеров сложнопостроенных бассейнов могут служить внутренний Восточно-Австралийский, Северо-Сахарский и др.

Следует подчеркнуть, что нефтегазоносные суббассейны отличаются не только различным геологическим строением. Разные НГСБ в пределах одного бассейна содержат зоны нефтегазонакопления, расположенные в разных его частях, не соответствующих друг другу; перспективные земли в пределах разных суббассейнов в одном и том же бассейне также находятся в разных его частях, и территории концентрации запасов нефти и газа в разных НГСБ не совпадают. Время формирования залежей, преобладающий тип зон нефтегазонакопления, месторождений и залежей, типы коллекторов и покрышек также разные.

Следовательно, речь идет о расчленении трехмерного пространства, в том числе о вертикальном расчленении НГБ на суббас-

сейны со своими внутренними всесторонне ограниченными элементами НГГР.

Таким образом, нами выделяется принципиально новая единица районирования нефтегазоносных земель — *нефтегазоносный суббассейн* (НГСБ). Являясь частью нефтегазоносных бассейнов, эти суббассейны приурочены к различным структурным этапам (формационным комплексам), содержащим залежи нефти и газа, рентабельные в настоящее время для разработки. Разнообразные по геологическому строению и объему осадочного выполнения НГСБ в значительной своей части сложены субкавальными пелитовыми породами и коллекторскими толщами, чередующимися с эффективными покрышками. История геологического развития этих суббассейнов обуславливает перемещение и аккумуляцию УВ, формирование и сохранение залежей нефти и газа [6].

К внутренним всесторонне ограниченными элементами районирования нефтегазоносных суббассейнов относятся нефтегазоносные области и районы, а в их пределах — зоны нефтегазонакопления, месторождения, залежи и ловушки.

Нефтегазоносная область (НГО) — это приуроченная к структурно-обособленному элементу (как правило, система прогибов, депрессий) совокупность нефтегазоносных районов (иногда один крупный район), история геологического развития которых обеспечивает возможность аккумуляции УВ, формирования и сохранения приуроченных к этим районам зон нефтегазонакопления.

Нефтегазоносный район (НГР) — приуроченная к структурно-обособленному элементу (как правило, один прогиб, депрессия) совокупность зон (региональных зон, подзон) нефтегазонакопления, история геологического развития которых обеспечивает возможность накопления УВ, формирования и сохранения месторождений нефти и газа, приуроченных к этим зонам.

Региональная зона нефтегазонакопления (РЗНГН). Это приуроченная к структурно-обособленному элементу (как правило, мегавал, структурная терраса, тектоническая ступень и пр.) совокупность зон нефтегазонакопления, длиной в основном от 500 до первых тысяч километров, история геологического развития которых обеспечивает общность условий формирования приуроченных к ним смежных зон нефтегазонакопления.

Зона нефтегазонакопления (ЗНГН). Это приуроченная к структурно-обособленному элементу (как правило, отдельный блок тектонической ступени, части структурной террасы или выступа, достаточно обособленные, вал и т. д.) совокупность подзон нефтегазонакопления длиной от первых сотен до 500 км, история геологического развития которых обеспечивает общность условий формирования приуроченных к ним смежных подзон нефтегазонакопления.

Подзона нефтегазонакопления (ПЗНГН). Это совокупность месторождений, приуроченных к структурно-обособленному элементу (как правило, антиклинальная зона, валообразное поднятие, зоны выклинивания и стратиграфического несогласия и т. д.) длиной

чаще всего от десятка до первых сотен километров, история геологического развития которого обеспечивает общность условий формирования приуроченных к нему смежных месторождений нефти и газа.

Все без исключения элементы нефтегазогеологического районирования приурочены к геоструктурным элементам соответствующего ранга (порядка) и имеют любые очертания и всестороннее ограничение. Следует особо подчеркнуть, что они, как правило, соответствуют не всей структуре (например, нефтегазоносный суббассейн соответствует не всей области прогиба, нефтегазоносный суббассейн соответствует не всему платформенному чехлу в пределах бассейна и т. д.), а только той ее части, в которой могут происходить процессы генерации, миграции и накопления УВ, формирования и сохранения залежей нефти и газа. Таким образом, границы их обычно проводятся внутри соответствующего геоструктурного элемента.

Однако несовпадение границ НГПР и любого другого (тектонического, литолого-фациального, гидрогеологического и т. д.) необходимо учитывать только тогда, когда оно является существенным. Именно в этом случае карта нефтегазогеологического районирования будет отвечать своему прямому назначению — служить наиболее достоверной основой для проведения сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности различных территорий, слагающих их разрезов комплексов пород, разработки направлений, методики, а также планирования (включая долгосрочное) геологопоисковых и разведочных работ.

Все элементы нефтегазогеологического районирования имеют верхнее и нижнее ограничения. Нижней границей для нефтегазоносной провинции или бассейна служит фундамент, верхней — та часть разреза отложений, выше которой нет и не может быть скоплений нефти и газа.

Под фундаментом понимается та его часть, в пределах которой не могут происходить процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ, формирования и сохранения залежей нефти и газа. Как правило, границы кристаллического фундамента и фундамента нефтегазоносного бассейна совпадают. Однако ограниченные части фундамента, которые примыкают к осадочному чехлу НГБ или НГСБ и содержат скопления УВ, следует относить к бассейновым пространствам. Иногда самые нижние части осадочного чехла, представленные базальными комплексами и сложенные грубообломочными континентальными фациями, накапливавшимися в субаэральных условиях и практически лишенными эффективных покрышек, необходимо относить к фундаменту. Итак, фундамент нефтегазоносного бассейна может отличаться от фундамента в его геологическом значении [5]. Нижняя и верхняя границы нефтегазоносных бассейнов располагаются внутри границ нефтегазоносных провинций.

В пределах молодых платформ нижней границей для нефтегазоносных суббассейнов платформенного чехла и верхней границей для нефтегазоносных суббассейнов переходного (квазиплатформенного, постплатформенного) комплекса служат эффективные пок-

рышки, подстилающие и покрывающие соответствующие структурные этажи.

Верхняя граница нефтегазоносных суббассейнов платформенного чехла совпадает с верхней границей нефтегазоносной провинции и бассейна; нижней границей нефтегазоносных суббассейнов переходного комплекса служит фундамент.

К обрамлениям нефтегазоносных провинций и бассейнов, так же как и к фундаменту, относятся такие комплексы пород, которые никогда не обладали свойствами генерировать УВ или полностью утратили их к настоящему времени [5].

Обрамление нефтегазоносных суббассейнов — это часть обрамления нефтегазоносных бассейнов. Выделяя нефтегазоносные бассейны, мы тем самым в пределах осадочного водонапорного бассейна ограничиваем ту его часть, которая не способна генерировать и аккумулировать УВ и сохранять залежи нефти и газа.

Кроме того, что принципиально важно, выделив в разрезе нефтегазоносного бассейна суббассейны, мы можем отделить ту часть разреза, в которой скопления УВ отсутствуют. Причем, это касается не только дренируемой периферии осадочного водонапорного бассейна, где отсутствуют эффективные покрышки, но и в основном грубообломочной кровельной части осадочного чехла над верхним флюидоупором (аконсервационная зона) [4], а также остальной части разреза, где нет залежей нефти и газа, рентабельных в настоящее время для разработки, и где они не предполагаются. Таким образом, ограничивая нефтегазоносные суббассейны, мы тем самым отделяем внутри нефтегазоносного бассейна все земли, не содержащие залежей нефти и газа.

Следовательно, все крупные элементы нефтегазогеологического районирования — нефтегазоносные провинции, бассейны и суббассейны — характеризуются всесторонним ограничением. Такое же ограничение элементов НГПР внутри суббассейнов позволяет выделить только те части рассматриваемых территорий, которые в той или иной степени перспективны с точки зрения поисков зон нефтегазоаккумуляции, т. е. отделить земли с доказанной нефтегазоносностью, возможно или потенциально нефтегазоносные от бесперспективных. Поэтому все элементы нефтегазогеологического районирования могут быть разделены в пределах суббассейнов на известные и предполагаемые.

Таким образом, дробное расчленение вертикального разреза нефтегазоносных бассейнов и суббассейнов с выделением нефтегазоносных этажей и нефтегазоносных комплексов, корреспондируемых с нефтегазоносными формациями [3], приобретает принципиальное значение.

Конечная цель расчленения нефтегазоносного геологического пространства, его принципиальная сущность и главнейшее прикладное значение заключаются в выделении и разработке направлений геологопоисковых и разведочных работ [2].

Предлагаемое районирование нефтегазоносных территорий способствует решению ряда конкретных практических задач.

1. Ввиду того, что в результате нефтегазогеологического районирования можно ограничить земли с доказанной промышленной нефтегазоносностью, с потенциальной и возможной нефтегазоносностью и земли бесперспективные, НГГР может служить надежной основой сравнительного анализа перспектив нефтегазоносности всех отдельных элементов НГГР как в разрезе, так и по площади.

2. В настоящее время, когда в большинстве нефтегазодобывающих районов геологопоисковые и разведочные работы переориентированы на глубины более 4,0 км, обособление нефтегазоносных суббассейнов и изучение специфики их геологического строения (с акцентом на прикладное значение этой проблемы) имеют принципиально важное значение.

3. Обособление нефтегазоносных суббассейнов, как известных, так и возможных, позволяет выделить: а) часть нефтегазоносного бассейна, по которой следует проводить прогнозную оценку нефтегазоносности исследуемой территории; б) пределы глубин залегания продуктивных толщ, а также перспективных нефтегазоносных горизонтов в каждом отдельном суббассейне.

4. Ввиду того, что нефтегазоносные суббассейны приурочены к структурным элементам, связанным с формационным комплексом пород и содержащим нефтяные и газовые залежи или возможно продуктивные горизонты, они являются оптимальными объектами для выделения направлений геологопоисковых и разведочных работ.

Таким образом, НГГР служит надежной основой для составления карт перспектив и прогнозных оценки нефтегазоносности рассматриваемой территории, сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности различных комплексов и структурных этажей, разработки основных направлений, целенаправленной ориентации и методики геологопоисковых и разведочных работ. И, наконец, самый важный основной результат районирования нефтегазоносных территорий — выяснение закономерностей размещения залежей, месторождений нефти и газа и зон нефтегазонакопления.

Следовательно, геологические границы при районировании любой нефтегазоносной территории, акватории или трехмерного геологического пространства имеют принципиально важное как научное, так и прикладное значение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Брод О. И. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. — М.: Недра, 1964. — 166 с.
2. Крылов Н. А. Исследование геологоразведочного процесса на нефть и газ. — В кн.: Теоретические основы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. — М.: Наука, 1984, с. 158—175.
3. Мальцева А. К., Крылов Н. А. Формационный анализ в нефтяной геологии. — М.: Недра, 1986. — 184 с.
4. Оленин В. Б. Категории глобального нефтегеологического районирования. — Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология, № 5, 1970. — 10 с.
5. Оленин В. Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. — М.: Недра, 1977. — 220 с.
6. Оруджева Д. С. Нефтегазогеологическое районирование при поисково-разведочных работах. — М.: Наука, 1985. — 108 с.

7. Соколов Б. А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. — М.: Наука, 1980. — 242 с.

D. S. Orudjeva

GEOLOGICAL BOUNDARIES USED IN ZONING OIL AND GAS TERRITORIES

The main principle of oil and gas geological regioning (OGGR) is limitation of some land area, marine area or 3-D geological space according to determined or scientifically, grounded petroleum potential. According to OGGR, 3 categories of such areas are indicated as follows:

- areas of proved petroleum potential;
- areas of possible or probable petroleum potential;
- non-prospective areas.

Full range of general oil and gas geological regioning comprises:

- oil and gas bearing provinces,
- basins and subbasins,
- regions, districts, regional zones and subzones of oil and gas accumulation,
- fields, reservoirs and traps.

Such regioning foresees the division of 3-D space including vertical subdivision of a basin with all round limitations. Feasibility of such regioning is due to the fact that during geological development the oil and gas bearing basins undergo complex evolution. There observed great changes in tectonics resulted in creation of horizons with different structure.

Detailed division of basinal and subbasinal vertical cross sections to depict oil and gas bearing formations and intervals becomes of great importance.

All the elements of regioning the oil and gas bearing land areas, marine areas or 3-dimensional geological space have all round limitation. Basin is the main element of the OGGR. Crustal basement is the lower boundary of a basin, while the upper boundary of petroleum basin as well as the basement comprise the complex of sedimentary rocks that have never been petroliferous or have lost the ability of oil generation.

All the OGGR elements are confined to corresponding geostructures and have different contouring. As a rule they confined to that part of the structure where the processes of hydrocarbon generation, migration, accumulation, as well as HC conservation take place. That means that all the boundaries of OGGR elements are outlined within respective geostructure.

Such limitation enable us to depict only prospective zones of 3-D geological space that could be the target of petroleum exploration. In other words, this limitation separates basins with proved, possible and probable reserves from non-prospective areas.

Geological boundaries of any oil and gas bearing areas, marine areas or 3-D geological space are of great scientific value, being principally important for applied science. OGGR is reliable base for mapping the prospective and prognostic resources, for comparative estimation of petroleum potential for different complexes and structural horizons as well as for the development of the main oil and gas exploration trends and methods, its directed orientation and planning.

А. Н. ЗОЛОТОВ, Б. А. СОЛОВЬЕВ, О. С. ОБРЯДЧИКОВ,
Д. Л. ФЕДОРОВ, Ю. С. КОНОНОВ, С. У. УТЕГАЛИЕВ

Открытие и поиски месторождений уникальных флюидалых систем в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины

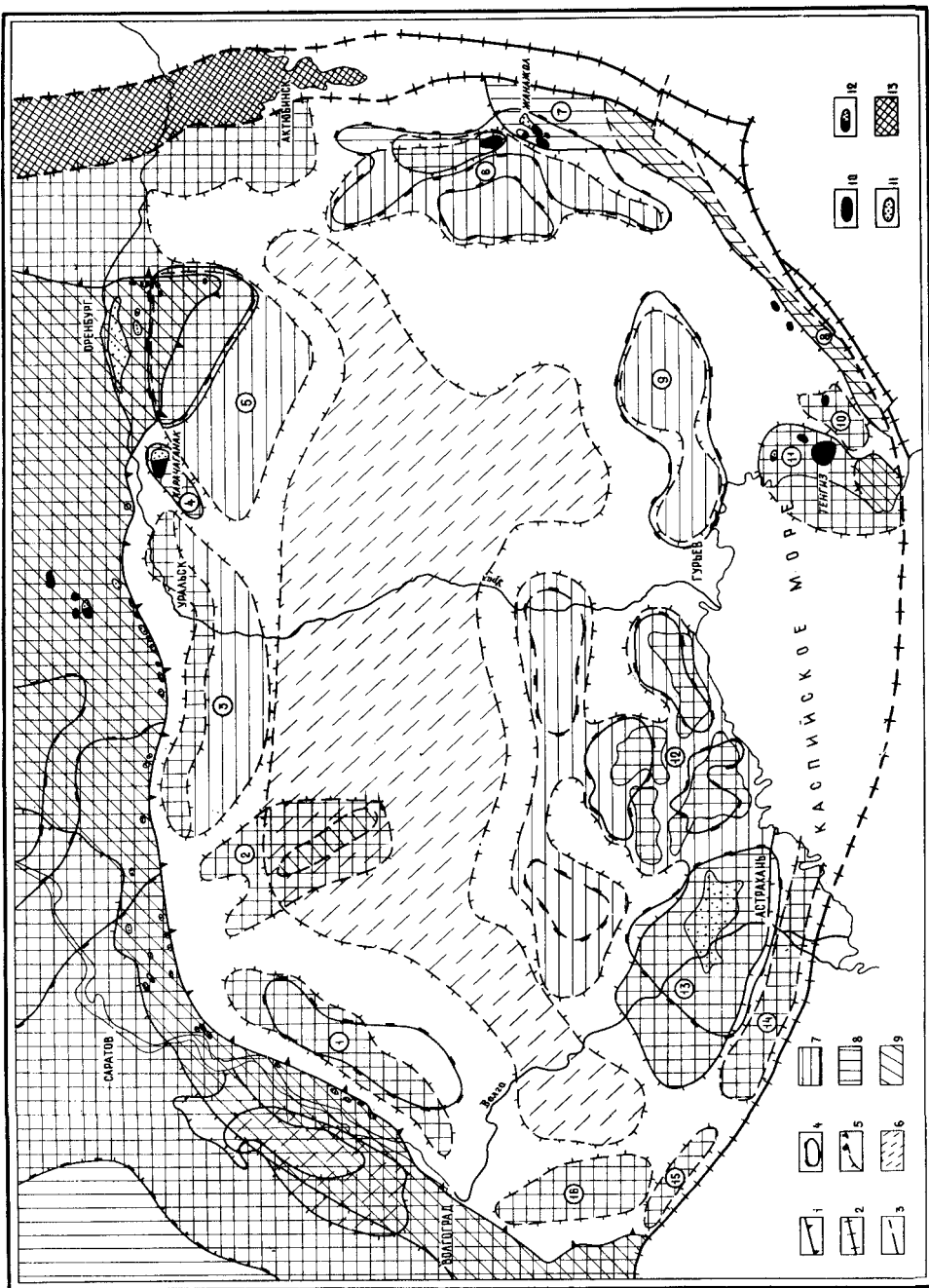
За последние годы в Прикаспийской впадине сделаны наиболее перспективные в европейской части СССР открытия месторождений углеводородов (УВ). Они приурочены к подсолевым отложениям верхнего палеозоя. Последние залегают на глубинах от 2,5—3,0 км в прибортовых зонах Прикаспийской впадины до 9—10 км в центральной части депрессии. Общая мощность подсолевого комплекса, охватывающего отложения верхнего протерозоя, нижнего и верхнего палеозоя (включая артинский ярус нижней перми) изменяется от 3—4 до 10—13 км. Продуктивная верхнепалеозойская часть подсолевого комплекса имеет сложное строение, характеризуясь развитием синхронных карбонатных толщ сокращенной и резко увеличенной мощности.

В результате поисковых работ последнего десятилетия установлена региональная нефтегазоносность подсолевых отложений Прикаспийской впадины с преимущественной концентрацией ресурсов УВ в небольшом числе месторождений с карбонатным типом коллектора. Указанные резервуары изучены в прибортовых зонах впадины (рисунок). Их развитие зафиксировано в широком стратиграфическом диапазоне: от среднего девона до артинского яруса нижней перми. На северном и западном бортах Прикаспийской впадины изучены карбонатные толщи эйфельского, верхнедевонско-нижнекаменноугольного, верхневизейско-башкирского, каширско-артинского возраста. На восточном борту вскрыты две довольно мощные карбонатные толщи: верхняя (подольско-ассельская) и нижняя (окско-каширская). По геофизическим данным здесь предполагается также широкое развитие верхнедевонско-нижнекаменноугольной карбонатной толщи. Развитие разновозрастных карбонатных толщ установлено на юге Прикаспийской впадины, где выделены верхнедевонско-турнейский, визейско-нижнебашкирский и московско-нижнепермский комплексы.

Накопление разновозрастных карбонатных толщ подсолевого палеозоя было предопределено историей геологического развития Прикаспийской впадины, прошедшей в среднедевонско-артинское время этап прогрессирующего формирования глубоководной котловины. По-видимому, на большей части территории Прикаспийской впадины происходило последовательное, начиная со среднего девона, разрастание областей некомпенсированного осадконакопления с достижением своего максимума в артинское время и одновременное параллельное сужение площадей сопряженных палеошельфов. В

течение указанного периода развития Прикаспийской впадины в палеошельфовых зонах накапливались мощные карбонатные образования, замещавшиеся в областях относительно глубоководного некомпенсированного осадконакопления сравнительно маломощными кремнисто-глинисто-карбонатными отложениями. Формирование карбонатных палеошельфов сопровождалось ростом органогенных построек, как в их краевых частях, так в отдельных случаях и в относительно глубоководных зонах. Замещение мелководных карбонатных отложений на относительно глубоководные происходит с формированием седиментационных уступов амплитудой от первых сотен метров до 2000 м. Намечается определенная связь в размещении областей карбонатного осадконакопления палеошельфов и мест формирования органогенных построек с положительными структурными элементами подстилающих более древних отложений. Подобные связи и формирование морфологически выраженных седиментационных форм обусловили возникновение в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины седиментационных и тектоно-седиментационных структур, сложенных карбонатными породами. Наиболее крупные массивы карбонатных пород, ограниченные седиментационными уступами, вслед за Д. Уилсоном принято называть «карбонатными платформами».

Открытые на территории впадины месторождения УВ (Карачаганакское, Астраханское, Тенгизское и Жанажольское) связаны с разновозрастными массивами карбонатных пород. Карачаганакское и Тенгизское месторождения приурочены к внутривпадинным органогенным постройкам сравнительно небольшой площади, но значительной высоты. Карачаганакское поднимает по кровле продуктивного карбонатного комплекса представляет собой вытянутую в субширотном направлении структуру с размерами 19×28 км и амплитудой до 1700 м. Основными элементами геологической модели Карачаганакского объекта являются нижнепермский (артинско-ассельский) риф высотой 900 м и расположенный глубже нижнекаменноугольный (визейско-серпуховский) атолл, послуживший цоколем для рифовой постройки. Атолл перекрыт мелководными шельфовыми карбонатными образованиями башкирского возраста. На Карачаганакском массиве каменноугольно-нижнепермские карбонатные образования слагают единый природный резервуар, вмещающий массивную нефтегазоконденсатную залежь. Ниже в терригенно-карбонатных среднедевонских породах вскрыта залежь легкой, сильно газированной нефти. Размеры Тенгизской постройки по изогипсе — 5000 м составляют 22×20 км, высота около 1000 м. С Тенгизской карбонатной постройкой связана массивная нефтяная залежь. Жанажольское и Астраханское месторождения приурочены к карбонатным образованиям палеошельфов («карбонатным платформам») соответственно восточной прибортовой зоны и Астраханского свода. Здесь располагаются валообразные структуры, послужившие ловушками для УВ. Ловушка на Астраханском своде по изогипсе — 4200 м имеет размеры 110×45 км и амплитуду до 300 м. Резервуар месторождения, сложенный нижнебашкирскими



известняками, имеет массивный характер. Жанажольская валобразная структура с отметкой свода — 2550 м имеет размеры 30×3 км и амплитуду 300 м. На площади вскрыты два карбонатных резервуара, содержащих две самостоятельные нефтегазовые залежи массивно-пластового характера. Верхняя залежь открыта в подольско-гжельской карбонатной толще, имеющей мощность от 420 до 540 м. Нижняя залежь связана с верхневизейско-каширским резервуаром мощностью от 300 до 633 м. К периферии Астраханского и Жаркамысского сводов карбонатные толщи выклиниваются, ограничиваясь уступами.

Таким образом, все открытые и разведанные месторождения УВ в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины приурочены к крупным седиментационным или тектоно-седиментационным формам, сложенным девонскими, каменноугольными и пермскими карбонатными породами.

Карбонатные массивы являются гетерогенными образованиями, сложенными породами различного генезиса с изменяющимися фильтрационно-емкостными свойствами, характером сообщаемости или разобщенности отдельных их частей, что обуславливает своеобразие типа резервуара и характера ловушек УВ.

Рассматриваемые месторождения, обладая чертами сходства геологического строения, отличаются по своим характеристикам пластовых систем: Карачаганакское — газоконденсатное с нефтяной «подушкой», Тенгизское — нефтяное, Астраханское — газоконденсатное, Жанажольское — нефтяное с газоконденсатной шапкой. Анализ результатов поисково-разведочных работ позволил установить закономерности распределения месторождений УВ различного фазового состояния по площади Прикаспийской впадины. На восточном и юго-восточном бортах располагаются нефтегазовые и нефтяные месторождения; на остальной территории развиты и прогнозируются газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения.

Залежи подсолевых отложений Прикаспийской впадины отличаются уникальностью своих флюидальных систем. Последние содержат соизмеримые количества (в нормальных условиях) газообразных и жидких УВ. В результате проведенных исследований [1, 2, 3, 5, 6, 7] установлено, что особенностью флюидальных систем газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений

Схема распределения карбонатных толщ подсолевого комплекса Прикаспийской впадины (составили Б. А. Соловьев, И. Н. Комиссарова, В. П. Авров, Л. Г. Ковалева, А. А. Константинов, Н. И. Немцов, О. С. Обрядчиков, В. И. Самодуров, Н. Г. Подкорытов, Н. Н. Русецкая):

1 — нижнепермский карбонатный бортовой уступ Прикаспийской впадины; 2 — краевые надвиги; 3 — региональные разломы; 4 — выступы фундамента; 5 — установленные и предполагаемые границы распространения подсолевых карбонатных толщ; 6—9 — палеошельфовые карбонатные толщи: 6 — нижнепалеозойские (силурийские), 7 — девонские, 8 — каменноугольные, 9 — пермские; 10—12 — месторождения: 10 — нефтяные, 11 — газовые и газоконденсатные, 12 — нефтегазовые; 13 — складчатые породы Урала. Цифрами в кружках обозначены области развития карбонатных отложений: 1 — Ахтубинско-Поллавская, 2 — Питерско-Новоузенская, 3 — Уральская, 4 — Карачаганакская, 5 — Илекская, 6 — Жаркамыско-Енбекская, 7 — Жанажольская, 8 — Южно-Эмбенско-Торткольская, 9 — Бикжальская, 10 — Арман-Елемеская, 11 — Каратон-Тенгизская, 12 — Северо-Каспийско-Азгирская, 13 — Астраханская, 14 — Красно-Худукско-Смушковская, 15 — Чапчаевская, 16 — Калмыцкая

является исключительно высокое содержание конденсата (до 795 г/см^3 на Карачаганакском и более 220 г/см^3 на Астраханском месторождениях), а особенностью нефтяных и нефтегазовых месторождений — очень высокий газовый фактор ($603 \text{ м}^3/\text{т}$ на Тенгизском месторождении). Газоконденсатные залежи характеризуются уникально высокими содержаниями кислых компонентов (сероводорода и углекислого газа). Суммарное их количество в северо-восточных районах впадины составляет 6—10 %, в юго-западных — до 50 %. Из них на долю сероводорода приходится в северо-восточных районах 3—4 %, на юго-западе — до 20—25 %. Газ, растворенный в нефти Тенгизского месторождения, представлен на 40 % метаном, до 17 % сероводородом, на 3 % углекислым газом и на 1 % азотом, остальное составляют этан и высшие УВ. На Карачаганаке отмечается изменение состава газа с глубиной: концентрация метана в пластовой смеси уменьшается от 77 % на глубине 3800 м до 62 % на глубине 5000 м при соответствующем возрастании доли тяжелых УВ. Такая дифференциация состава газа связана с наличием здесь нефтяной «подушки».

Свойства конденсатов и нефтей в вертикальном разрезе месторождений также меняются. В Карачаганакской залежи постепенно возрастает плотность конденсата от $0,7762$ до $0,8206 \text{ г/см}^3$, а ниже 5000 м плотность жидкой фазы достигает $0,8352—0,8667 \text{ г/см}^3$. Очевидно, состав и свойства конденсата зависят от давления. На Тенгизском месторождении также наблюдается дифференциация свойств нефти по разрезу: возрастает плотность нефти от $0,8055$ до $0,8500 \text{ г/см}^3$, уменьшается выход бензиновой фракции, нарастает содержание асфальтенов от 0,09 до 1,20 %. В то же время для залежей Астраханского и Жанажольского месторождений, характеризующихся сравнительно небольшими этажами продуктивности, таких изменений свойств конденсатов, газов и нефтей не наблюдается.

На Астраханском месторождении наиболее высокий конденсатный фактор установлен в скважинах, пробуренных в сводовой части залежи, к периферии содержание конденсата и его плотность уменьшаются [6]. Отмечается прямая корреляционная связь между количеством жидких УВ и кислых компонентов. Увеличение содержания последних в юго-западном направлении позволяет предполагать, что возможным источником их может служить зона сочленения Прикаспийской впадины со Скифской плитой: на Краснохудукской площади был получен приток газа с содержанием CO_2 — 92 %. В распределении метана зависимость обратная — максимальное количество получено в восточной части залежи.

Нефти Жанажольского месторождения, отобранные из верхнего (подольско-гжельского) и нижнего (верхневизейско-каширского) карбонатных резервуаров, имеют черты сходства и различий. По данным группового анализа бензиновой фракции, компонентного анализа отбензиненных нефтей и физико-химических свойств отмечается сверху вниз по разрезу изменение плотности в сторону

утяжеления ($0,82—0,87 \text{ г/см}^3$ верхняя залежь и $0,82—0,91 \text{ г/см}^3$ нижняя), увеличение концентраций серы ($0,53—0,71 \%$ и $0,30—1,53 \%$), асфальтенов ($0,24—0,49 \%$ и $0,22—6,54 \%$), бензольных ($11—16 \%$ и $8—25 \%$) и спиртобензольных смол ($3,3—5,9 \%$ и $4,9—12,9 \%$). Газ Жанажольского месторождения представлен метаном (70—85 %), его гомологами (10—25 %), сероводородом (1,3—3,0 %), азотом (2—6 %, в отдельных пробах до 28 %), иногда углекислым газом (до 0,62 %). По сравнению с газами остальных месторождений обращают на себя внимание низкие концентрации углекислого газа и высокие — азота. Приведенные данные о свойствах и составе флюидальных систем месторождений подсолевого комплекса говорят о том, что они являются не столько энергетическим сырьем, сколько химическим, поскольку содержат большие количества этана, пропана, бутана и других высших УВ.

Газоконденсаты в залежах находятся во многих случаях в насыщенном состоянии и разница между пластовым давлением и давлением начала конденсации невелика. При увеличении в этом случае отбора флюидов плотность конденсата снижается, что свидетельствует о выпадении высокомолекулярных компонентов в пласте. Рациональные разработки подобного рода месторождений, как и оптимальные условия испытания скважин, являются условием максимально комплексного использования флюидов этих месторождений. Основной целью разработки газоконденсатных месторождений подсолевого комплекса Прикаспийской впадины является максимальное извлечение конденсата.

Проблема формирования сложных флюидальных систем месторождений подсолевого комплекса Прикаспийской впадины в настоящее время является дискуссионной. Судя по имеющимся материалам газоконденсаты являются основным, преобладающим состоянием углеводородных систем этого региона [8]. Создание условий генерации газоконденсатных систем, как главного определяющего состояния всей гаммы компонентов нефти и газа, было обеспечено активным и глубоким погружением заключенного в подсолевого комплексе Прикаспийской впадины органического вещества за кунгурско-триасовое время в зону интенсивной генерации УВ при быстро нарастающих давлении и температуре. Указанное обеспечило, очевидно, формирование газовых углеводородных систем, отличающихся от жидких высокой подвижностью и высокой фазовой проницаемостью. Наличие соленосной покрышки создало условия сохранения газоконденсатных систем и их перемещения внутри подсолевых отложений. Можно предположить, что одна часть газоконденсата заполнила ловушки подсолевого комплекса внутри Прикаспийской впадины, другая — переместилась во внешнюю бортовую зону, сформировав здесь Оренбургское, Зайкинское, Росташинское и другие месторождения.

Анализируя состав и своеобразие флюидальных систем подсолевого комплекса Прикаспийской впадины ряд исследователей (Т. А. Ботнева, Е. С. Ларская и др.) пришли к выводу о том, что ведущим процессом формирования месторождений рассматривае-

мого комплекса являлось преобразование нефтяных палеозалежей в нефтегазоконденсатные и газоконденсатные [4, 8]. Стадийность преобразования пластовых флюидов, заполнявших ловушки на разных этапах их геологического развития, подтверждают, по данным этих авторов, результаты палеотектонических и геохимических исследований. Существование нефтяных палеозалежей в ловушках устанавливается на основе фиксируемой в продуктивных отложениях остаточной нефтенасыщенности. Подтверждением схемы стадийного формирования месторождений УВ подсолевого комплекса Прикаспийской впадины служат результаты изучения конденсатов [4].

Конденсаты подсолевых отложений Прикаспийской впадины характеризуются определенной спецификой свойств и состава, отличающей их от газоконденсатов других районов:

— наряду с легкими и средними (0,760—0,800 г/см³) встречаются утяжеленные конденсаты (от 0,806—0,844 г/см³);

— содержание бензиновой фракции в конденсатах рассматриваемого региона более низкое, чем в конденсатах других районов СССР;

— конденсаты характеризуются присутствием незначительных количеств смол и асфальтенов.

Все эти особенности, а также наличие почти во всех газоконденсатных залежах нефтяных оторочек (или признаков нефти) возможно указывают на то, что образование газоконденсатных залежей не было «первичным», т. е. непосредственным образованием чисто газоконденсатных залежей за счет генерации органическим веществом только легких (газообразных и жидких) УВ. Первичные газоконденсатные системы, как правило, характеризуются низкой плотностью, высоким процентом (70—90 %) выхода бензиновых фракций, отсутствием смолисто-асфальтеновых компонентов. Отсутствие закономерной приуроченности выявленных газоконденсатных залежей к большим глубинам и высоким температурам не позволяет связывать их генезис с деструкцией нефтяных УВ первоначально нефтяных залежей в высокотемпературных зонах. Различия в углеводородном и компонентном составе конденсатов подсолевого комплекса Прикаспийской впадины объясняются генетическими особенностями нефтей, за счет которых образовались газоконденсатные залежи.

Разработанная модель строения подсолевого комплекса Прикаспийской впадины с обоснованием преимущественной концентрации ресурсов УВ в карбонатных резервуарах и прогнозом их флюидальных систем позволяет вести целенаправленные поиски новых скоплений УВ. Стратегия поисковых работ в Прикаспийской впадине определяется концентрацией их в зонах развития мощных карбонатных толщ, с которыми связаны как выявленные, так и прогнозируемые зоны нефтегазоаккумуляции.

Карбонатные толщи включают сложнопостроенные ловушки большой емкости. Изучение их структуры, закономерностей распределения пород с различными фильтрационно-емкостными свойствами имеет большое значение для верной ориентации поисково-

разведочных работ. При этом доминирующее место в открытиях займут, очевидно, газоконденсатные месторождения и залежи легкой сильно газированной нефти. Дальнейшее обобщение, систематизация и анализ результатов проводимых на территории Прикаспийской впадины работ позволят внести вущественный вклад в теорию геологии нефти и газа

ЛИТЕРАТУРА

1. Геохимические особенности формирования Карачаганакского месторождения/О. К. Навроцкий, Д. Л. Федоров, И. Н. Сидоров и др. — Советская геология, № 12, 1986, с. 109—113.
2. Гидрогеологические особенности карбонатного резервуара Астраханского газоконденсатного месторождения/Н. И. Воронин, Е. И. Бенько, В. Ф. Лактюшина, Л. А. Анисимов — Геология нефти и газа, № 7, 1986, с. 58—60.
3. Комплексные исследования разведочных скважин месторождения Карачаганак/С. М. Камалов, В. П. Попов, А. А. Семенов и др. — М.: ВНИИЭгазпром, 1986. — 56 с.
4. Максимов С. П., Соловьев Б. А., Ботнева Т. А. Условия формирования месторождений углеводородов подсолевого комплекса Прикаспийского бассейна, прогноз фазового состояния и качественного состава. — В кн.: Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. — М.: Наука, 1985, с. 61—68.
5. Нефтегазоносность подсолевых отложений/А. А. Аксенов, Б. Д. Гончаренко, М. К. Калинин и др. — М.: Недра, 1985. — 205 с.
6. Особенности распределения газоконденсатных характеристик в пределах Астраханского месторождения/В. П. Лапшин, Н. И. Воронин, В. Ф. Лактюшина, В. В. Сердюков. — Геология нефти и газа, № 11, 1987, с. 60—62.
7. Панкина Р. Г., Максимов С. П., Гуриева С. М. Образование конденсатов Карачаганакского месторождения по изотопным данным. — Геология нефти и газа, № 11, 1985, с. 44—48.
8. Семенов В. В., Золотов А. Н. Особенности строения и освоения нефтегазоконденсатных месторождений подсолевого комплекса Прикаспийской впадины. — В кн.: Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и сопредельных районов. — М.: Наука, 1987, с. 54—58.
9. Соловьев Б. А. Проблема раздельного формирования месторождений нефти и газа подсолевого комплекса Прикаспийского солянокупольного бассейна. — Геология нефти и газа, 1982, № 1, с. 45—50.

A. N. Zolotov, B. A. Soloviev, O. S. Obryadchikov,
D. L. Fedorov, Yu. S. Kononov, S. U. Utegaliyev

DISCOVERY AND SEARCH FOR UNIQUE FLUIDAL SYSTEMS IN THE SUBSALT COMPLEX OF THE PRE-CASPIAN DEPRESSION

In recent years, the most prospective hydrocarbon fields discovered in the European part of the USSR are in the pre-Caspian depression. These fields are located in Upper Paleozoic sediments.

The features of the geologic evolution of the depression have resulted from the formation of structures of major tectono-sedimentation and sedimentation types in subsalt complex. The formation of these structures is probably related to the development, within a wide stratigraphic range (from Middle Devonian to Lower Permian), of non-compensated paleodepressions associated with paleoshelf areas. As a result, thick sequences of shallow marine carbonate deposits characterized by extensive and localised in area occurrence formed in the sub-salt complex.

Most of the fields discovered in these strata, identified and predictable petroleum accumulation zones are associated with these structures. Regularities in distribution of hydrocarbon fields of different phase state have been established in this area.

Oil-gas and oil fields are confined to the east and southeast flanks of the depression; gas-condensate and oil-gascondensate fields are developed and predicted in the remainder of the territory.

The distinguishing feature of the fluidal systems of gas-condensate and oil-gascondensate fields is an extremely high content of condensate (up to 795 g/m³ in Karachaganak and about 220 g/m³ in Astrakhan fields) while the fluidal systems of oil and oil-gas fields are noted for very high, gas-oil ratios (603 m³/t in Tengiz field). Gas-condensate pools are characterized by a uniquely high content of acid gas components. Their total amount ranges from 6 to 10 % in the northeast regions of the depression and as much as 50 % in the southwest. Of these acid gas elements, hydrogen sulphide accounts for 4—6 % in the northeast and up to 26 % in the southwest.

The peculiarity of the fluidal systems of fields associated with the pre-Caspian depression can be explained by their formation mechanism the leading processes of which involve transformation of oil paleodeposits into gascondensate-oil and gas-condensate reservoirs. Thus, there has been established an extensive development of processes for the formation of „secondary“ gas-condensate pools, i. e., their formation due to dissolution of petroleum hydrocarbons in gas.

The developed model describing structure of the pre-Caspian depression subsalt complex allows efficient exploration for new hydrocarbon accumulations in carbonate reservoirs, as well as prediction of their fluidal systems.

УДК 553.98:551.73/76:551.311.231 (571.1)

В. С. БОЧКАРЕВ, В. В. ГОРЕТАЯ, И. И. НЕСТЕРОВ

Нефтегазоносность доюрских кор выветривания Западно-Сибирского бассейна — новое перспективное направление геологоразведки

В корях выветривания палеозойских образований Западно-Сибирского бассейна выявлено несколько десятков залежей.

Анализ и систематизация материалов по геологоразведочным скважинам, вскрывающим в Западно-Сибирском бассейне его доюрское гетерогенное основание (число скважин превышает 2200), позволяют по нефтегазоносному горизонту, приуроченному к корам выветривания, сделать вывод о том, что с ним связаны значительные залежи нефти и газа даже там, где происходит резкое ухудшение коллекторских свойств базальных отложений юрского возраста. Увеличение в последние годы проходки скважин по мезозойским (триасовым), палеозойским или докембрийским образованиям до 1500—2500 м и многоплановое исследование кернового материала обеспечили глубокое понимание условий формирования и закономерностей распространения этого нефтегазоносного объекта, частью уже отмечавшегося в литературе [1, 2].

В горизонте, представленном химической и механической корами выветривания, выявлено свыше 50 залежей нефти и газа; дебиты нефти в таких залежах сильно меняются, местами достигая нескольких сот кубометров в сутки (месторождения Ханты-Мансийское, Каменное и др.), хотя очень часто составляют 10—50 м³/сут. (Северо-Варьганское месторождение и др.).

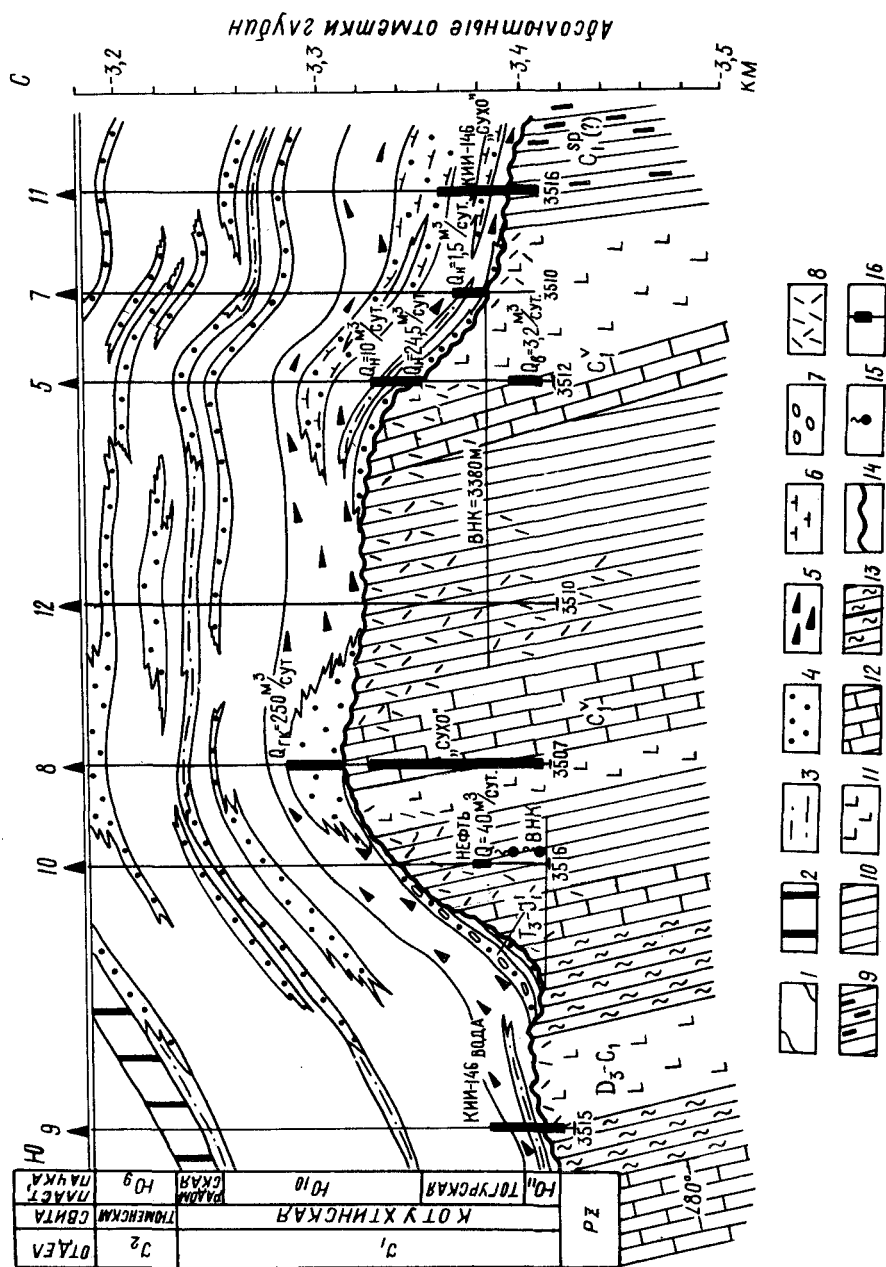
Субстратом для нефтегазонасыщенных кор выветривания служат граниты, базальтовые порфириты, глинистые сланцы, серпентиниты, но чаще всего — глинисто-карбонатные толщи в той или иной степени кремнеземные (силицитизированные). Показательно, что во многих районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где в связи с глинизацией пластов грубообломочных пород и значительной глубиной их залегания (3,5—5,5 км) происходит резкое ухудшение коллекторских свойств, в корях выветривания сохраняются высокие дебиты нефти (до 50 м³/сут) и еще более высокие — воды (до 500—1500 м³/сут).

Плотность выветрелых пород при этом относительно вышележащих юрских аргиллитов сохраняется более низкой; каркас кремнистых стяжений, вероятно, предохраняет от существенного уплотнения глинистых разностей сильно выветрелых пород, пронизанных местами сидеритовыми отложениями неправильной формы.

Мощность и геометрия тел погребенного элювия, залегающего ниже юрского чехла или под туринской серией триаса, сильно изменчивы. Максимальная мощность коры выветривания каолинитово-гидрослюдистого состава вскрыта скв. 99-Р на Варьганском месторождении. Она превышает 200 м и полностью скважиной не пройдена. При этом картируются образования и площадного, и линейного типов. Элювий площадного типа развит вдоль склонов всех рангов поднятий (сводов, мегавалов и т. д.) и во впадинах; но на сводах поднятий он, как правило, размыт и образования кор выветривания картируются со множеством «дыр» неправильной формы. Так, на Северо-Варьганском месторождении, где пробурено около 20 скважин, в четырех из них коры выветривания отсутствуют даже при низких отметках доюрской поверхности (рисунок). На этом месторождении вскрытая скважинами кора выветривания достигает 77—93 м толщины.

Линейные коры выветривания выявлены пока только вдоль склонов мегавалов и моноклиналей. Характерной их особенностью является залегание в виде «карманов», при котором в разрезе чередуются полностью преобразованные породы и лишь слегка выветрелые коренные породы, сохранившие темный цвет и структуру, например, основных или кислых эффузивов (Тюменское, Южно-Часельское и другие месторождения).

В присводовых частях мегавалов (Александровский и др.) и сводов (Сургутский, Нижневартовский и др.) коры выветривания не сохранились. Здесь субстрат, будучи перекрыт глинистыми отложениями юры, лишь местами несет следы механического выветривания или кавернозности (доломитизированные известняки). Вышезалегающие грубообломочные разности (песчаники, гравелиты и конгломераты) почти повсеместно на их склонах обогащены каолинитовыми обломками как в цементе, так и в самой породе, что доказывает более широкое первоначальное распространение элювия. Об этом же говорит фактическое распространение месторождений нефти и газа, связанных с рассматриваемым объектом. В частности, на юго-западе Тюменской области разведано газовое месторождение



(Карабашское), приуроченное к трещиноватым серпентинитам фундамента, запечатанное со всех сторон глинами абалакской и даниловской свит (верхняя юра). Лишь одной скважиной (З—Р), расположенной за контуром залежи, на далеком погружении в разрезе юры установлено 19 м отложений тюменской свиты, являющейся продуктивной в Шаимском и Красноленинском районах. Это дает основание, ввиду отсутствия здесь вогултинской толщи (верхняя юра), также продуктивной в Зауралье, считать, что углеводородный газ мигрировал из тюменской свиты по прежней коре выветривания фундамента или из глин абалакской и даниловской свит.

Крайней западной зоной распространения месторождений рассматриваемого типа является Северо-Даниловское нефтяное месторождение Шаимского района; наиболее северным — Новопортовское месторождение, где промышленные дебиты газа были получены из доломитизированных известняков девонского возраста (скв. 94), песчаников ордовика (?) и низов юры (скв. 107), из сланцев неясного возраста (скв. 121) и других пород. Непромышленный приток нефти получен в разрезе скв. 138 из трещиноватых метапесчаников. В полосе от Северо-Даниловского до Новопортовского месторождений на Ямале установлено свыше полутора десятков месторождений, при этом у всех ГВК или ВНК являются общими (едиными) с залежами в юрских отложениях, являющимися с первыми едиными массивами.

В Среднеобской нефтегазоносной области открыто пока только несколько месторождений этого типа (Ханты-Мансийское, Северо-Варьеганское и др.), хотя уже пробурено в данном регионе свыше 200 скважин с проходкой по палеозойскому фундаменту. На востоке Западно-Сибирской провинции месторождения, связанные с трещинно-выветрелыми образованиями фундамента, установлены на Александровском мегавалу — Чебачье, Чкаловское и другие; на юге, как и во всей Нюрольской зоне, месторождения Верхне-Тарское, Мало-Ичское и другие приурочены к корам выветривания и карвернозным породам фундамента, сложенным преимущественно глинистыми сланцами, известняками и доломитами; местами встречаются и другие породы субстрата: серпентиниты (Фестивальное месторождение), грано-сиениты (Ягыл-Яхское месторождение) и другие.

Эти месторождения, у которых залежи углеводородов приурочены к верхней зоне фундамента, распространены только в контуре с доказанной нефтегазоносностью в юрских отложениях и за его пределы не выходят. Поэтому высказываемое иногда мнение о глубинном происхождении углеводородов перечисленных месторождений является абсурдным. Именно в силу известных геологических

Схематический разрез Северо-Варьеганского месторождения (по В. С. Бочкареву, А. А. Нежданову, В. В. Огибенину, 1987):

1 — глины массивные; 2 — глины битуминозные (радомская пачка); 3 — алевролиты; 4 — песчаники; 5 — слабо битуминозные глины; 6 — известковые песчаники; 7 — песчано-гравийные породы; 8 — коры выветривания; 9 — углисто-глинистые сланцы; 10 — глинисто-известковые сланцы; 11 — базальты; 12 — известняки, мергели; 13 — флюидные сланцы; 14 — несогласия; 15 — нефтепроявления по керну; 16 — интервал испытания скважин.

условий локализации месторождений данного типа проблема поиска углеводородных залежей в палеозойском мегакомплексе всегда разделялась на две подпроблемы: поиск залежей во внутривпадеозойском этаже и поиск залежей в его приповерхностной части на контакте с нефтегазоносными толщами низов осадочного чехла. При этом последнее направление часто рассматривалось в качестве наиболее рационального (Бочкарев, Ягофаров, Мануйлова, 1985; Кулахметов, Бочкарев, Рыльков и др., 1985; и др.). Первое направление основано на материалах КМПВ, показавших расслоенность фундамента преломляющими границами, нижняя из которых условно отождествлялась с поверхностью докембрийского фундамента. Это в свою очередь позволяло интерпретировать палеозойские толщи в качестве чехлов древней платформы (Гиршгорн Л. Ш., Дикенштейн Г. Х., Запивалов Н. П., Кунин Н. Я., Нестеров И. И., Рудкевич М. Я., Яншин А. Л.) или, местами, чехлов срединных массивов (Жеро О. Г., Суриков В. С. и др.).

Изучение керна глубоких скважин в Нюрольском бассейне, где ниже силурийских известняков вскрыты мощные толщи основных эффузивов (Майзасская параметрическая скважина и др.), показало, что миогеосинклинальные карбонатные, аспидная и флишевые формации среднего палеозоя залегают на эвгеосинклинальном комплексе или на меланократовом «фундаменте», а не на гранито-гнейсовом доколе, как предполагалось. В настоящее время структурно-формационные зоны герцинид Среднего Приобья и Алтая прослежены на север почти до Уренгоя, где они действительно сменяются платформенным чехлом палеозойских отложений, которые, судя по данным МОГТ (профиль 31 и др.), сливаются с чехлом Сибирского кратона на востоке, а в Заполярье и Арктике прослеживаются до низовий Енисея и южной половины Гыданского полуострова. Решающие данные по этой проблеме были получены в 1987 г. при исследовании керна глубоких скважин Комсомольской, Западно-Таркасаинской и Ютырмальской площадей, которые позволили окончательно установить, что преломляющие границы по КМПВ связаны с тектонической расслоенностью фундамента и часто не являются структурно-стратиграфическими.

По материалам бурения на Ютырмальской, Северо-Варьеганской, Ханты-Мансийской и других площадях получены важнейшие данные по характеру изменения коренных вулканогенных и других пород фундамента (таблица). Пересчет по А. Ритману даже слабо измененных выветриванием пород, что отражается по отношению к стандартному содержанию и в повышенном значении потерь при прокаливании, сразу же приводит к нарушению баланса в минералогическом составе пород и к другим особенностям.

Породы, превращенные в каолиновые светло-серые разности, всегда отличаются пониженным электросопротивлением и хорошо выделяются на каротажных диаграммах. Местами, где мощность сохранившейся коры выветривания значительная (50—150 м), наблюдается ее полный профиль выветривания от чистых глин до пород со слабой структурой материнских и обломков слабо вывет-

Химический состав кор выветривания и выветрелых пород фундамента

Глубина, м	Содержание окислов, массовая доля %																																																											
	SiO ₂	CaO	MgO	FeO	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	TiO ₂	MnO	P ₂ O ₅	Na ₂ O	K ₂ O	ППП																																																
3824	62,00	2,28	0,67	5,55	2,62	14,45	0,72	0,15	0,2	3,91	4,41	1,65	Западно-Варьеганская пл., скв. 227-Р (дацит)																																															
													Северо-Селяровская пл., скв. 84-Р (базальт)																																															
													Северо-Варьеганская пл., скв. 5-Р (базальт)																																															
													Северо-Варьеганская пл., скв. 7-Р (базальт)																																															
3028	50,61	0,84	2,69	4,54	4,12	25,10	0,82	0,11	0,2	1,20	0,60	9,42	Ютырмальская пл., скв. 15-Р (базальт)																																															
													Северо-Варьеганская пл., скв. 99-Р (базальт)																																															
													Западно-Таркасаинская пл., скв. 99-Р (базальт)																																															
3448	37,55	13,45	1,0	9,04	1,81	18,67	1,74	0,17	0,6	2,91	0,38	12,45	3462	37,45	10,94	0,40	12,75	1,30	17,37	1,44	0,26	0,6	2,18	0,30	15,37																																			
																										3462	38,03	14,29	0,40	8,25	2,00	18,91	1,77	0,10	0,6	2,72	0,46	12,28																						
																																							3469	37,42	1,53	3,89	5,52	23,21	1,46	—	0,2	0,41	0,82	9,41										
																																																			Северо-Варьеганская пл., скв. 7-Р (базальт)									
Ютырмальская пл., скв. 15-Р (базальт)																																																												
Западно-Таркасаинская пл., скв. 99-Р (базальт)																																																												
3512	37,50	16,77	2,34	9,15	1,63	11,99	0,91	0,23	0,4	0,30	0,75	17,79	3854	33,64	1,20	3,24	13,59	8,68	24,31	2,02	0,06	0,8	0,35	1,60	10,77																																			
																										3864	34,84	1,71	2,66	14,60	6,25	23,56	2,10	0,13	0,9	0,31	1,65	10,94																						
																																							3990	43,33	9,69	5,80	4,16	16,03	1,26	0,33	0,3	2,83	1,26	11,66										
Северо-Варьеганская пл., скв. 7-Р (базальт)																																																												
Ютырмальская пл., скв. 15-Р (базальт)																																																												
4558	43,20	10,67	4,84	4,95	2,51	16,91	0,52	0,14	0,1	1,93	0,56	13,86	4570	54,14	3,97	4,46	4,21	18,74	0,61	0,10	0,1	3,44	0,55	8,58																																				
																									4576	41,15	6,86	7,02	3,32	17,12	0,65	0,10	0,1	2,92	0,25	12,66																								
																																					4677	47,80	9,50	5,42	6,97	15,08	0,81	0,10	0,2	2,41	0,20	10,63												
																																																	4720	40,20	9,22	8,49	8,76	13,70	0,70	0,20	1,4	1,70	0,25	13,44
Ютырмальская пл., скв. 15-Р (базальт)																																																												
Западно-Таркасаинская пл., скв. 99-Р (базальт)																																																												
Северо-Варьеганская пл., скв. 99-Р (базальт)																																																												

релых, трещинных пород. По силикатному анализу (таблица) отчетливо видно обогащение вверху глиноземом, резкое уменьшение щелочей и известное колебание кремнекислоты.

Хорошими коллекторами для нефти и газа всегда служат средняя и нижняя части разреза, тогда как верхняя может быть покрывкой для залежи. Однако чаще всего покрывкой являются глины или глинистые алевролиты низов юрского разреза, как например, на Северо-Варьганском месторождении.

Условия локализации участков с развитием мощных кор выветривания еще только намечаются и возможность их выявления связывается с детальной сейсморазведкой МОВ. Залежи нефти в корах выветривания часто приурочены к склонам мегапрогибов, впадин и сводов на участках, которые характеризуются двумя особенностями. Это, во-первых, резким изменением стратиграфического диапазона нижнеюрских, реже — более молодых отложений и во-вторых, тем, что склоны в палеопланине представляли собой существенно усложненные структуры. При «гладких» склонах коры выветривания также хорошо сохраняются, но залежей на структурах не встречено (Юная, Рифтовая и другие структуры).

На сейсмограммах профилей развитие кор выветривания распознается с трудом и производится следующим образом. Сначала анализируется характер горизонта «А», являющегося, так сказать, базальным (подошва чехла). На участках, где элювий превышает 50 м, запись этого горизонта усложняется до удвоения и часто более нижняя фаза становится наиболее четкой. Поэтому мы полагаем, что динамический анализ сейсмограмм после визуализации может служить надежным подспорьем при картировании кор выветривания. Элювий линейного типа практически всегда тяготеет к разломам, которые пересекают поверхность фундамента, но не проникают далеко в юрскую часть осадочного чехла.

Прогноз залежей нефти и газа осуществляется в настоящее время с использованием двух методик. Во-первых, применяется метод изоконтактов, поскольку залежи этого типа часто являются частью юрского коллектора. Во-вторых, учитываются пространственно-тектонические закономерности распространения залежей на базе палеотектонических и современных структурных карт. Эффективность такого подхода пока нельзя признать высокой, поскольку коэффициент удачи не превышает 20—30 %.

Опыт работы в этом направлении показывает, что наиболее удачным оказывается поиск залежей с большой высотой. В частности, на Северо-Варьганском месторождении на одних участках она превышает 80 м, на других 100 м. Парадоксально, но все залежи приурочены к структурам, которые не являются наиболее раннего заложения, хотя их основной этап роста завершился к концу неокома или в апт-альб-сеномане.

Таким образом, выявление значительных по площади залежей нефти в коре выветривания палеозойских пород, их преобладание над некоторыми юрскими залежами или теми частями, которые развиты за пределами доюрского элювия, хорошие коллекторские

свойства кор выветривания, четкий структурный контроль и наличие определенных закономерностей в локализации месторождений — все это позволяет рассматривать данный объект в качестве перспективного направления поисково-разведочных работ на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бочкарев В. С., Ягофаров Э. Х., Мануйлова И. А. О рациональном направлении освоения верхней части перспективного доюрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. — Геология нефти и газа, № 10, 1985, с. 13—16.
2. Нестеров И. И. Региональные поисковые объекты на нефть и газ в Западной Сибири. — Геология и геофизика, № 11, 1980, с. 10—18.

V. S. Bochkaryev, V. V. Goretaya, I. I. Nesterov

OIL AND GAS CONTENT OF THE PRE JURASSIC WEATHERING RINDS IN THE WEST SIBERIAN BASIN — NEW PROMISING EXPLORATION PLAY

Nearly fifty accumulations confined to the boundary zone of the Paleozoic folded basement and sedimentary mantle composed of Jurassic-Cretaceous-Paleogenic sediments were discovered within the West Siberian oil — and gas-bearing province. The reservoirs for this type of accumulations are weathered crusts of basement rocks including the fractured-cavernous zone of mechanical weathering and solution of rocks. Accumulations of this type occur along the western edge of the province from the Yamal Peninsula in the north (Novoportovskoye field) to the southern boundary (Karbyshevskoye field); in the eastern edge of the province accumulations are rare (Chebach'e, Chkalovskoye fields); in the southern part they are rather frequent (Meloichskoye, Verkhne-Terskoye, Yagyl-Yakhskkoye, Vostochnoye fields, and others). They also occur in the central part of the West Siberian basin (Khanty-Mansiyskoye, Severo-Har'eganskoye, Sovetskoye, Gerasimovskoye and others).

The productive eluvium of the areal and linear type is distributed in the parent rocks of different composition: granites, diabases, serpentinites, but more often in terrigenous-carbonate shales. Weathering of limestones and dolomites results from cavernosity and secondary fracturing. Eluvium of terrigenous shales is represented by light-grey to white kaolinities, quartz, hydromica. Its thickness is 200 m and more.

With the areal distribution of weathered crusts there are always areas where eluvium is washed out and the products of its redeposition occur in the basal coarse deposits of the Lower and Middle Jurassic age. In the large megabarriers and arches (Shaim, Krasnoleninsk, Surgut, Nizhnevar'ovsk and others), especially if they are combined in larger uplifts (Khanteyskaya anteklise), eluvium is present only in isolated areas. It is found predominantly on the slopes of large uplifts. Weathering crusts of linear type are developed along the slopes of barriers and megabarriers; their vertical section is very complex and contains rocks which were not changed or little changed by chemical weathering.

Weathered profiles usually are related to the kaolinite type or to the type, intermediate between laterite and kaolinite. By its stratigraphic position eluvium is related to the pre-Triassic (below the Turinsk series) and to the pre-Cretaceous period.

The most prominent feature of recent years, putting the given object of investigation among the most important, significant, is the occurrence of oil accumulations predominantly in weathered crust, but not in Jurassic country rocks with which they often form united roof-bedded accumulations. In this case, at greater depths (exceeding 3,5—5,5 km) where the reservoir properties of terrigenous rocks are abruptly reduced, they remain fairly good in weathered crusts, as oil production rate reaches 10—50 cub. m/day, and water production rate — up to 500 cub. m/day and more.

Prediction of the given type objects is done on the base of modern seismic prospecting methods of CDP using the regional regularities of accumulation distribution. Fig.-1, bibl.-2.

С. Г. САЛАЕВ, Ш. Ф. МЕХТИЕВ, Б. В. ГРИГОРЬЯНЦ,
З. А. БУНИАТ-ЗАДЕ

Новые направления в поисках нефти и газа (в приразломных зонах, эффузивных породах и глинистых толщах)

Наряду с поисками промышленных скоплений нефти и газа в новых районах и областях континентов и акваторий, важнейшей задачей для всех традиционных районов нефтегазодобычи мира остается выявление дальнейших перспектив их нефтегазоносности. Классическим примером в этом смысле является Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция, охватывающая Восточную Грузию, большую часть суши Азербайджана, акваторию Южного Каспия и Юго-Западную Туркмению.

При этом поиски в традиционных районах нефтегазодобычи новых нефтегазовых месторождений представляют собой весьма сложную проблему, зачастую требующую научного пересмотра общепринятых геологических концепций как в целом, так и с учетом специфических особенностей отдельных районов и областей.

Научные основы нетрадиционных направлений нефтегазопоисковых работ (на больших глубинах и в неантиклинальных ловушках) рассмотрены в ряде наших публикаций [2, 3, 4, 5].

Настоящая работа посвящена научным обоснованиям предложенных ниже трех новых направлений.

Поиски нефтегазовых скоплений в приразломных зонах дробления пород

Среди значительного многообразия нефтегазовых скоплений промышленного значения особое место занимают пластовые залежи, связанные, как правило, с антиклинальными структурами различных размеров. Большой удельный вес указанного типа нефтегазовых залежей до сих пор служит надежным обоснованием рекомендаций по проведению поисково-разведочных работ. Все другие типы залежей не могут в принципе изменить хода их проведения. Рассматриваемые в качестве залежей неантиклинального типа или связанные с неструктурными ловушками, они фактически оказываются стратифицированными и приуроченными либо к крыльевым погружениям антиклиналей, либо к регионально простирающимся зонам моноклинального залегания слоев, либо к различным блокам региональных разломов, в том числе и надвигов.

Относительно большое внимание, которое уделяется в последние годы зонам сложного тектонического строения, где разрывная дислокация играет существенную роль, не меняет в принципе традиционного подхода к проведению поисково-разведочных работ. Ибо и в этих случаях расчет делается на вскрытие залежей, ха-

рактеризующихся определенной стратиграфической приуроченностью, и поиск их находится в прямой зависимости от надежности расшифровки сложного характера чешуйчатого строения прежде всего поднадвиговых блоков пород. Наглядным подтверждением сказанному могут служить конкретные примеры изображения условий локализации нефтегазовых залежей, например, в пределах юго-западного крыла Предкарпатского прогиба, Восточного Предуралья или в зоне надвигов Скалистых гор.

Если теперь перейти к оценке перспектив нефтегазоносности таких зон, то более важным при этом окажется не столько сама вероятность вскрытия пластов-коллекторов, сколько их протяженность, измеряемая как минимум десятками, но гораздо чаще сотнями и даже тысячами километров. Это, очевидно, должно означать, что перспективы нефтегазоносности таких зон могут определяться, в первую очередь, разломной тектоникой, обеспечивающей циркуляцию или миграцию нефтяных углеводородов, вне зависимости от наличия в разрезе отложений, развитых в зоне разломов, пластов с хорошими коллекторскими характеристиками. В таких зонах трещиноватость пород столь высока, что независимо от их литологического состава вполне может обеспечить формирование нефтегазовых залежей, связанных исключительно с зонами дробления пород, приуроченными непосредственно к разломам, и тем более трансформированным в пологие надвиги.

Таким образом, **приразломные зоны дробления пород должны рассматриваться как весьма интересные с точки зрения перспектив нефтегазоносности объекты.** Интерес к ним должен определяться возможностью связи с ними залежей как обусловленных наличием сугубо трещиноватых коллекторов, так и пластовых по своей морфологии, обязанных либо развитию гранулярных пластов, либо более высокой трещиноватости в пространстве твердых прослоев в смежных с разломом частях разрезов.

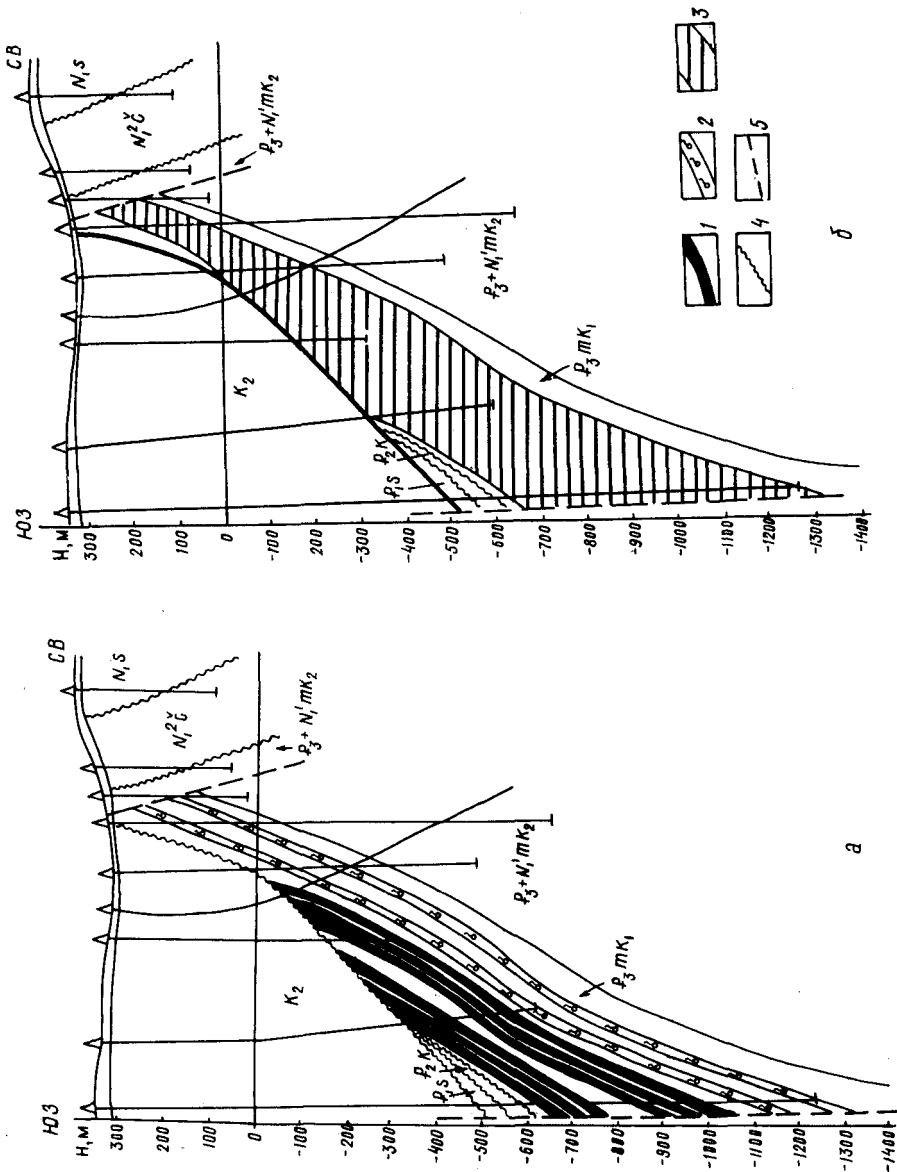
Хотя в Азербайджане уже есть довольно убедительные факты нефтегазоносности приразломных зон дробления пород, такие зоны еще не стали объектами поисково-разведочных работ. Более того, даже при обнаружении залежей или крупных зон нефтегазонакопления указанного типа их разработка не всегда, если не говорить исключительно редко, основывается на приуроченности залежей к приразломным зонам дробления пород.

Чтобы убедиться в этом, есть смысл обратиться к очень наглядным примерам по Азербайджану [1, 2] и, в первую очередь, рассмотреть особенности локализации нефтегазовых скоплений в пределах Сиазанского месторождения. Сама история освоения этого месторождения, разведка которого еще далека от завершения, весьма любопытна.

С учетом расположения в зоне тектонического контакта меловых и палеогеновых отложений по северной периферии осевой зоны юго-восточного погружения мегантиклинория Большого Кавказа, это месторождение связывалось с опущенным по одноименному с месторождением разлому блоком пород, в пределах которого олигоцен-

Рис. 1. Условия локализации нефтегазовых скоплений в зоне Сиазанского разлома:

а) по данным ПО «Азнефть»; б) по представлениям авторов. 1 — нефтяные залежи; 2 — газовые залежи; 3 — зоны сплошного нефтегазового скопления; 4 — трансгрессивные переходы. $N_1 S$ — сарматский ярус; $N_1 \delta$ — чокракский горизонт; $P_3 + N_1' / m k_2$ — верхнемайкопская свита; $P_3 m k_1$ — среднемайкопская свита; $P_3 + N_1'$ — верхний палеоген и миоцен (майкопская свита); P_1, S — сумгантская свита; P_2, K — нижний и средний палеоген; K_2 — верхний мел; K_1 — нижний мел; 5 — разрывные нарушения



миоценовые отложения характеризуются моноклинальным с падением на север залеганием. Вот эта полоса Сиазанской моноклинали и определила структурную позицию месторождения, приуроченного к зоне выклинивания или тектонического экранирования тонких, но сближенных песчаных прослоев в разрезе олигоцен-миоценовых отложений (рис. 1, а).

Морфологический облик зоны нефтегазонакопления в пределах месторождения представляется как несомненное свидетельство ее приуроченности к полосе дробления пород, локализующейся вдоль тектонического контакта меловых и палеоген-миоценовых пород. При разведанной, но далеко не окончательно установленной длине месторождения около 80 км* ширина его измеряется первыми сотнями метров (не превышая 500 м). О глубине залегания подошвы зоны нефтегазонакопления говорить не приходится, ибо бурением она фактически до конца не пройдена.

Несомненный интерес представляет история разведки и разработки месторождения. Начатые еще в 30-е годы разведка, а в конце 30-х — начале 40-х годов разработка месторождения исходили из несомненной стратификации залежей — приуроченности их исключительно к майкопской серии пород, в разрезе которой четко выделялись песчаные нефтегазоносные горизонты (рис. 1, а). Резкие различия в дебитах скважин вдоль простирания месторождения, колебавшихся от 1 до 120 т/сут, объяснялись линзовидным характером песчаных пород среди глинистых в разрезе майкопских отложений. Прослеживание зоны нефтегазонакопления по простиранию показало, что нефтегазоносность связана здесь с непрерывным разрезом отложения, начиная от верхнего миоцена (сарматский ярус) до верхнего мела. И поэтому разработка месторождения осуществляется в настоящее время сплошными фильтрами шириной до 1000 м, с целью охвата в процессе опробования большего интервала разреза. Но и при этом предпринимаются попытки выделить строго стратифицированные нефтегазоносные горизонты (рис. 1, а).

Думается, что вопрос о связи рассмотренной зоны нефтегазонакопления с полосой тектонического дробления пород должен быть решен достаточно определенно, поскольку к северу от этого месторождения параллельно прослеживается цепочка антиклинальных поднятий, где по крайней мере миоценовые отложения, вскрытые достаточно большим числом скважин, находятся в более казальсь бы благоприятных для формирования пластовых нефтегазовых залежей условиях. Однако их промышленная нефтегазоносность не установлена. Представляется поэтому целесообразным опробование в полосе Сиазанской моноклинали конкретных уровней залегания разных стратиграфических горизонтов для окончательного решения данного вопроса. Ибо при его положительном исходе может и должен быть поставлен вопрос о необходимости опробо-

* Юго-восточное морское и северо-западное континентальное продолжение Сиазанского месторождения еще ждут своего освоения.

зания пропущенных интервалов разреза в большом числе ранее пробуренных скважин в соответствии с представлением о локализации здесь зоны нефтегазонакопления в трактовке авторов настоящей работы (рис. 1, б).

Важной особенностью приразломных зон дробления пород с точки зрения их нефтегазонасыщения является, помимо амплитуды вертикальных и горизонтальных перемещений по разлому, характер разреза пересекаемых разломом отложений. Наличие мощных пакетов песчаных, известняковых, а тем более вулканогенных пород явно должно благоприятствовать их значительному нефтегазонасыщению. Ибо плотные породы не только подвержены большей трещиноватости, но и могут обеспечить их лучшую сохранность. Кроме того, наличие таких прослоев и пачек может обусловить возрастание против них ширины полосы дробления пород. Вот почему литофациальная изменчивость пород по простиранию зон их дробления может, с одной стороны, обусловить резкие контрасты в дебитах скважин по простиранию этих пород, а с другой стороны — создавать впечатление пластового характера залежей на разных уровнях. Именно так трактуются условия нефтегазоносности приуроченного к крупному разлому месторождения Мурадханлы в Куринской впадине Азербайджана геологической службой ПО «Азнефть» (рис. 2). Но резкие контрасты в дебитах скважин здесь, явно указывающие на приразломную природу коллекторов, проявляются на этом месторождении так же четко, как и в полосе Сиазанской моноклинали.

Положительная оценка роли разрывной дислокации (особенно крупных разломов, переходящих в надвиги) в формировании зон нефтегазонакопления приобретает исключительно большое значение. Такие зоны все еще не стали объектами поисков нефтегазовых залежей и обычно выявляются скорее случайно, чем в результате планомерного проведения соответствующих поисково-разведочных работ.

Важно подчеркнуть, что условия залегания промышленных скоплений нефти и газа могут оказаться достаточно разнообразными, что мы и попытались показать на примере всего лишь двух месторождений Азербайджана. Именно поэтому мы не стали конкретизировать тип таких месторождений или зон нефтегазонакопления, чтобы не канонизировать условия залегания промышленных скоплений углеводородов нефти и газа в приразломных зонах дробления пород.

В то же время нами уже составлена для Азербайджана соответствующая схема с выделением приразломных зон дробления пород как объектов возможного нефтегазонакопления (рис. 3).

Поиски нефтегазовых скоплений в эффузивных породах

К настоящему времени почти в 60 нефтегазоносных бассейнах мира более 650 промышленных нефтегазовых месторождений прост-

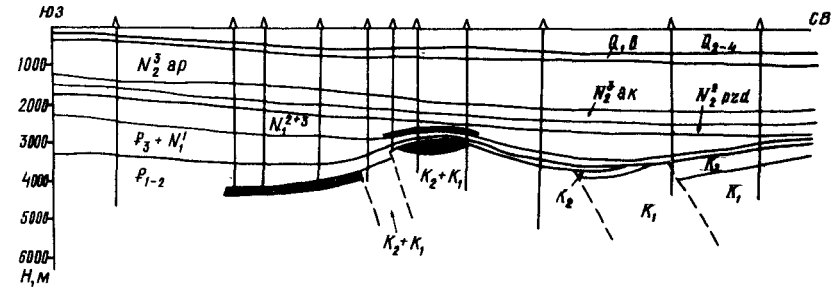


Рис. 2. Поперечный разрез месторождения Мурадханлы.

Q_{2-4} — новокаспийские, хвалыньские и хазарские отложения; Q_{1b} — бакинский ярус; N_2^{2ap} — апшеронский ярус; N_2^{2ak} — ачкагыльский ярус; N_2^{2vzd} — продуктивная толща; N_1^{2+3} — средний и верхний миоцен; остальные индексы и условные обозначения см. на рис. 1.

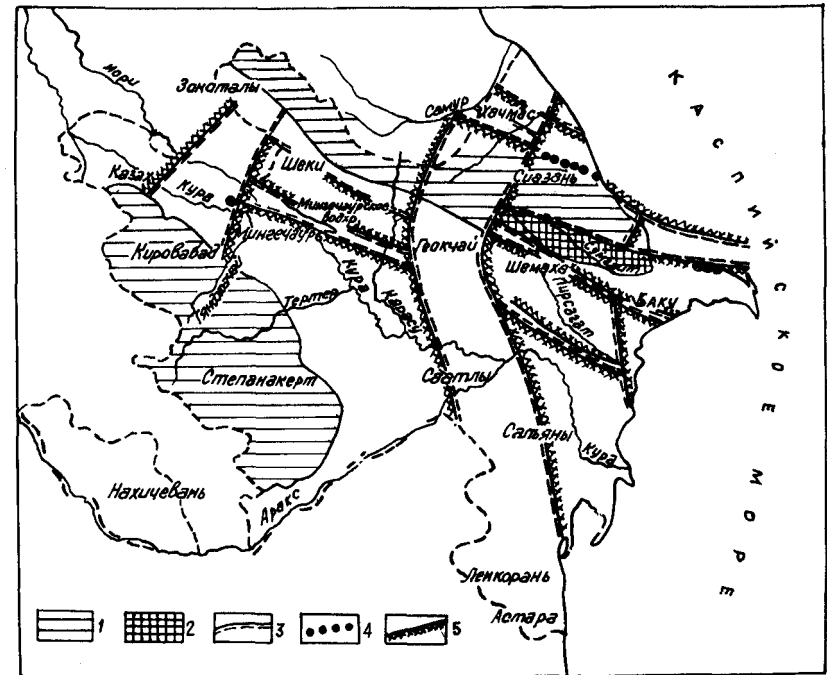


Рис. 3. Схема блоковой структуры мезозойского складчатого комплекса в орогенных впадинах Азербайджана и связанных с ней приразломных зон вероятного нефтегазонакопления:

1 — области развития на дневной поверхности мезозойских (меловых и юрских) отложений; 2 — зона регионального перекрытия палеоген-миоценовых отложений меловыми; 3 — региональные разломы, определяющие блоковую структуру мезозойского складчатого комплекса (пунктир фиксирует приподнятый блок); 4 — выявленные нефтегазовые месторождения, связанные с приразломными зонами дробления пород; 5 — приразломные зоны вероятного нефтегазонакопления.

ранственно ассоциируются с вулканогенными или вулканогенно-осадочными толщами.

В Советском Союзе наиболее классическим в этом смысле примером является Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция, в которой аналогичные месторождения выявлены в Азербайджане (Мурадханлы), Грузии (Самгори, Телети и др.) и Туркмении (Эрдкли и др.).

Вторым новым направлением нефтегазопоисковых работ для Азербайджана являются поиски нефтегазовых скоплений в вулканогенных образованиях. Уже в 1971 г. здесь на площади Мурадханлы (см. рис. 2) в верхнемеловых эффузивных образованиях была открыта промышленная залежь нефти, приуроченная к эродированной поверхности вулканогенного выступа. Дальнейшими исследованиями здесь установлено, что в зонах распространения мезозойского вулканизма сложились благоприятные условия для формирования ловушек в вулканогенных образованиях. Так, в Среднекуринской впадине важное значение в качестве резервуаров для аккумуляции нефти и газа приобретают широко развитые вулканогенные коллекторы сложного порово-кавернозно-трещинного типа. Есть довольно веские основания считать, что в этой впадине имеются реальные возможности для выявления ряда новых залежей типа Мурадханлинского, связанных с вулканогенно-осадочными отложениями.

Таким образом, обобщение и анализ имеющихся материалов под углом зрения возможной нефтегазоносности эффузивных пород показывает, что мы имеем новый, не учитывавшийся в должном объеме ранее существенный резерв нефтегазодобычи.

Поиски нефтегазовых скоплений в глинистых толщах

В последнее время выявление и освоение промышленных нефтегазовых скоплений в толщах глинистых пород стало одним из новых направлений нефтегазопоисковых работ. Как показал анализ условий нефтегазонакопления, в осадочной толще земной коры глинистые породы не только являются наиболее распространенными региональными флюидоупорами, но и в целом ряде случаев способны вмещать значительные нефтегазовые ресурсы, которые начали осваиваться в целом ряде стран.

В нашей стране наибольшие успехи в этом плане имеются по Западной Сибири, о-ву Сахалину и Восточному Предкавказью. Так, из глинистых пород баженовской свиты юрского возраста уже добыто значительное количество нефти в Западной Сибири. Притоки нефти из глинистых пород получены на о-ве Сахалин при разведке пиленгской свиты миоценовых отложений Окружного месторождения. В Восточном Предкавказье промышленная нефтеносность глинистых пород установлена в олигоценых отложениях Журавской, Озек-Суатской, Прасковейской, Моздокской и других площадей.

В Азербайджане большими возможностями для образования

нефтегазовых скоплений обладают глинистые породы палеоген-миоценовых отложений. Имея региональное распространение, большую (до 4—5 км и более) мощность и будучи сложенными в основном (почти на 95 %) глинами, отложения этого комплекса отличаются здесь, с одной стороны, интенсивной складчатостью, осложненной разрывными и пластическими деформациями, благоприятствующими формированию нефтегазовых скоплений, а с другой — перекрытостью большей территории его развития достаточно мощной глинистой нижнеплиоценовой покрывкой, способной сохранить эти скопления от разрушения. В Азербайджане промышленные нефтегазовые скопления выявлены в толще палеоген-миоценовых отложений ряда площадей (Умбаки, Сиазанская моноклинал, Нафталан, Мурадханлы, Тарсдалляр и др.).

В глинистых палеоген-миоценовых отложениях Азербайджана наиболее значительными местами для нефтегазовых залежей могут служить, прежде всего, локальные участки с несколько повышенным содержанием песчано-алевролитового материала, представленные в виде тонких линзовидных прослоев, разобщенных тонкодисперсными глинами. Важными местами для нефтегазовых скоплений могут являться межслойные, межслойчатые и межлистоватые пространства в глинах. Как правило, таким скоплениям сопутствуют аномально-высокие пластовые давления.

Как подчеркивалось выше (при рассмотрении приразломных зон дробления пород), нефтегазовые скопления могут образовываться в глинистых породах и вдоль разрывных нарушений, где эти породы разуплотняются, рассланцевываются и перебиваются трещиноватостью.

В настоящее время нет сомнения, что как в Азербайджане, так и в целом ряде аналогичных районов традиционной нефтегазодобычи именно с комплексами глинистых пород должны быть связаны определенные перспективы нефтегазодобычи.

Таковы наши представления о трех новых направлениях нефтегазопоисковых работ. Нам представляется, что эти направления должны быть поставлены во главу угла прежде всего во всех нефтегазоносных районах Кавказа и Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции, в большинстве из которых (Азербайджан, Туркмения, Грузия, Дагестан, Чечено-Ингушетия и др.) к тому же практически исчерпан фонд антиклинальных структур.

Обобщение и анализ накопившихся геолого-геофизических материалов не оставляют сомнения в том, что недра Кавказа и Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции все еще таят в себе крупные потенциальные ресурсы нефти и газа. Но их открытие требует подхода с новых позиций. Именно в традиционных районах нефтегазодобычи необходимо, прежде всего, проверять на практике новые научные идеи. При этом мы умышленно приводили материалы в основном лишь по Азербайджану, хотя нет никакого сомнения, что рассмотренные направления пригодны для всех нефтегазоносных областей и районов, где имеются необходимые геологические условия для формирования и сохранения промышленных нефтегазовых скоп-

лений как в приразломных зонах дробления пород, эффузивных породах и глинистых толщах, так и в глубокопогруженных отложениях и неантиклинальных ловушках.

ЛИТЕРАТУРА

1. Карта месторождений нефти и газа и перспективных структур Азербайджанской ССР. А. И. Алиев, Ф. М. Багир-Заде, З. А. Буниат-Заде и др. Издание Главного управления геодезии и картографии (ГУГК) при Совете Министров СССР. М.: 1985, 2 листа.

2. Месторождения нефти и газа и перспективные структуры Азербайджанской ССР. — А. И. Алиев, Ф. М. Багир-Заде, З. А. Буниат-Заде и др. — Баку: Элм, 1985. — 108 с.

3. Мехтиев Ш. Ф., Буниат-Заде З. А., Нариманов А. А. — О возможной нефтегазоносности сверхглубокозалегающих горизонтов западного шельфа Южного Каспия. — Изв. АН Аз. ССР, серия наук о Земле, № 1, 1982, с. 3—10.

4. Мехтиев Ш. Ф., Салаев С. Г., Буниат-Заде З. А., Нариманов А. А. — Геологические предпосылки выявления глубокопогруженных новых залежей в Южном Каспии. — В кн.: Очерки по геологии Азербайджана. — Баку: Азернешр, 1984, с. 103—126.

5. Условия формирования и перспективы поисков неантиклинальных залежей нефти и газа в Азербайджане. /Ш. Ф. Мехтиев, Ф. М. Багир-Заде, С. Г. Салаев, В. Ю. Керимов. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности Кавказа. — Ереван: изд-во АН Арм. ССР, 1986, с. 26—28.

S. G. Salaev, Sh. F. Mekhtiev, B. V. Grigoriantz, Z. A. Buniat-Zade
NEW DIRECTIONS OF PROSPECTING FOR OIL AND GAS
(in near-fault zones, effusive rocks and clay section)

The most important problem for all the oil and gas extracting regions of the world is to show promise for oil and gas presence along with the search for commercial accumulation of oil and gas in new regions of continents and water areas. The regions of traditional oil and gas extraction are characterized by the technical base, high-qualified specialists — oil workers, etc. The classical representative is the South-Caspian oil-and gas-bearing province embracing (from west to east) the Eastern Georgia, the greater part of Azerbaijan, the whole water area of the Southern Caspian and the territory of South-Western Turkmenia.

Unlike the new regions search for new oil and gas deposits in the traditional regions of oil and gas search is a more complicated problem calling for scientific revision of generally accepted geologic conceptions and consideration of specific features of separate regions and provinces.

The investigations of the latest years give the scientific ground for non-traditional trends of oil- and gas-searching works (oil and gas presence of great depths, search for non-anticlinal caps) and for present-day trends — oil search in near-fault zones of detrital rocks, effusive rocks and clayey strata.

Thus, the analysis of prospecting works results in different oil- and gas-bearing regions of the world ground scientifically that near-fault zones of detrital rocks are the zones of possible commercial oil and gas accumulation. We recommend them as a new promising trend of oil- and-searching works, in particular, in Azerbaijan, Turkmenia, Georgia and other analogous regions. The intensive jointing of rocks in such zones frequently determines their high reservoir properties and accumulation in them of commercial oil and gas accumulations of great extent (to tens and more km) and great height (to thousand and more metres) but rather narrow (hundreds of metres). Siazan deposit in Azerbaijan is a vivid example.

Presently nearly in 60 oil- and gas-bearing regions of the world more than 650 commercial oil and gas fields are spatially associated with volcanogenic and volcanogenic-sedimentary strata. In this aspect the most classic region in the Soviet Union is the South-Caspian oil-and gas-bearing province where the analogous deposits have been discovered in Azerbaijan (Muradkhanly), Georgia (Samgori, Teleti, oth.) and Turkmenia (Erdeklil, oth.). The analysis of the obtained data with relation to

possible oil-and gas presence in the effusive rocks shows a new considerable reserve of oil and gas extraction.

The analysis of geologic-geochemical conditions of hydrocarbons migration and accumulation in the stratum of the Paleogene-Miocene deposits points to the possibility of numerous local oil and gas accumulations in clayey rocks in depression zones of Azerbaijan. We think these results are applicable to Western Turkmenia and other analogous regions.

УДК 553.98.041: [550.4 + 550.3 + 556.3]

А. А. ГУСЕЙНОВ, А. А. ЗИНОВЬЕВ, В. Д. ИЛЬИН,
Е. С. ЛАРСКАЯ, А. В. ОВЧАРЕНКО, Д. Б. ТАЛЬВИРСКИЙ,
В. А. ТЕПЛИЦКИЙ, Г. П. ЯКОБСОН

Основные критерии локального прогноза нефтегазоносности

С целью оптимизации поисковых работ на нефть и газ в различных нефтегазоносных регионах СССР в последние годы широко развиваются и совершенствуются целенаправленные методы локального прогноза залежей углеводородов (УВ), что в определенной степени обусловлено снижением эффективности поисков новых месторождений в промышленно освоенных районах и сокращением количества прогнозируемых и выявленных антиклинальных ловушек.

Практически во всех старых нефтегазоносных районах ведутся поиски новых более сложнопостроенных нетрадиционных объектов — литологических, стратиграфических, тектонически экранированных и комбинированных ловушек, малоамплитудных антиклинальных поднятий. В ряде регионов выполняются поисковые работы на нефть и газ на больших глубинах, где прогнозируются нефтегазоперспективные объекты различных генетических и морфологических типов.

Таким образом, проблема локализации залежей УВ стала весьма актуальной практически для всех нефтегазоносных бассейнов и широкого стратиграфического диапазона в разрезе осадочного чехла.

Для решения проблемы локального прогноза нефтегазоносности, базирующегося на использовании аэрокосмических, геологических, геофизических, геохимических, гидрогеологических и других методов, необходимо повысить уровень научного обоснования прогноза месторождений нефти и газа, разработать новые и усовершенствовать существующие методические приемы, создать рациональные прогнозно-поисковые системы применительно к различным геологическим условиям и различным генетическим и морфологическим типам локальных объектов.

Под локальным прогнозом нефтегазоносности следует понимать научно обоснованное предположение о наличии и пространственной приуроченности скоплений УВ до бурения и в процессе бурения первой продуктивной скважины на выявленных и подготовленных к поисковому бурению локальных объектах.

Локальный прогноз нефтегазоносности (ЛПН) основан на изу-

чений региональных и зональных моделей геологического строения природных резервуаров, на выявленных закономерностях размещения зон нефтегазонакопления в пределах нефтегазоносных комплексов и на количественной оценке плотности прогнозных ресурсов УВ. Следовательно, ЛПН включает решение таких вопросов, как прогнозирование и выявление систем ловушек, локализованных в нефтегазоносном комплексе, особенностей флюидонасыщения, перспективных зон по каждому минимальному литолого-стратиграфическому интервалу разреза в нефтегазоносном комплексе, генетических и морфологических типов локальных объектов (сочетание которых подчинено в основном одному из факторов — структурному, стратиграфическому, литологическому, либо их комбинациям), литологического состава, коллекторских и изолирующих свойств отложений, наличия ложной покрышки, а на заключительном этапе исследований — прогнозирование наличия, фазового состояния и перспективных ресурсов УВ в подготовленных к глубокому бурению объектах.

ЛПН следует рассматривать как технологический процесс, который требует разработки новых технических решений и создания прогнозно-поисковых комплексов (ППК) применительно к конкретным типам локальных объектов в реальных геологических условиях.

Разработка рациональных ППК для регионов и определенных типов локальных объектов должна базироваться на совокупности основных геолого-геохимических, геофизических, гидрогеологических критериев, которые определяют методику поисковых работ в конкретных геологических условиях. При этом формирование ППК должно основываться на принципах соответствия и последовательного приближения.

Основными геолого-геохимическими критериями ЛПН являются наличие зоны нефтегазонакопления и плотность прогнозных ресурсов в ее пределах. Под зоной нефтегазонакопления понимается система ловушек, локализованных в нефтегазоносном бассейне (чаще всего в нефтегазоносном комплексе), характеризующаяся общностью механизма аккумуляции УВ [1] и наиболее благоприятным режимом нефтегазонакопления. Такие зоны занимают наиболее перспективную часть территории и, следовательно, являются главными объектами ЛПН.

В настоящее время исследования направлены на создание классификации зон нефтегазонакопления и выявление их пространственного положения в нефтегазоносных бассейнах, разработку моделей зон различных генетических типов и установление закономерностей размещения локальных объектов в этих зонах, что в конечном итоге позволит разработать оптимальные ППК и комплексные модели, а также выявить показатели нефтегазоносности локальных объектов. Это создает базу для достоверного прогноза локальных нефтегазоперспективных объектов, что является важнейшим этапом ЛПН.

Решающее влияние на формирование ловушек оказывает тектонический фактор, его направленность и интенсивность. При изучении

влияния этого фактора особое внимание следует уделять установлению времени образования ловушек, что в значительной степени определяет их продуктивность (если ловушки сформированы до начала миграции УВ). При этом необходимо учитывать значение процессов возможного переформирования первичных скоплений УВ [4]. Особая роль принадлежит разрывным нарушениям, которые определяют образование тектонически экранированных ловушек и залежей УВ в них.

Наряду с тектоническим фактором не менее важное значение имеют палеогеографические и палеогеоморфологические условия формирования зон развития коллекторов и флюидоупоров, а также пространственные их взаимоотношения, что в совокупности с тектоническим фактором определяет площадное развитие коллекторов, стратиграфические несогласия (выклинивание и срезание) и литолого-фациальное замещение отложений. Эти факторы определяют формирование различных генетических и морфологических типов ловушек, в том числе литологических, стратиграфических и комбинированных, и залежей УВ в них.

Важными критериями являются характер и масштабы флюидонасыщения и плотность прогнозных ресурсов в эталонных объектах зоны нефтегазонакопления. При этом, при плотности прогнозных ресурсов, превышающей 200 тыс. т/км², более 80 % поисковых скважин продуктивны, в то время как при плотности прогнозных ресурсов менее 30—50 тыс. т/км² более половины выявленных ловушек не содержат залежей УВ [4]. Следовательно, количественная оценка плотности прогнозных ресурсов в пределах установленных зон нефтегазонакопления является следующим главным этапом ЛПН на выявленных и подготовленных к поисковому бурению (опискованных) локальных объектах.

Определение геохимических показателей ЛПН, основанное на принципах последовательного приближения, базируется на результатах зонального прогнозирования нефтегазоносности с учетом качественной и количественной оценок масштабов эмиграции жидких и газообразных УВ из нефтематеринских толщ, условий их миграции и аккумуляции.

В качественном отношении оценка базируется на прогнозе характера нефтегазоносности изучаемой части зоны, составленном на этапе исследований эталонных объектов.

Для количественной оценки нефтегазоносности локальных объектов используется разработанная во ВНИГНИ модификация объемно-генетического метода, позволяющая оценить массу углеводородной продукции нефтегазоматеринской толщи, приходящуюся на этот объект, определить по аналогии с эталонным объектом соотношение транзитной и аккумулятивной в нем составляющих миграционного потока [2].

По аналитическим данным о массах эпитумов и УВ, рассеянных в описковываемом объекте, и по выявленным на эталоне соотношениям между массами (или плотностями содержания) миграционных битумов, рассеянных в покрышках, вмещающих породах

и в битумных шлейфах вокруг залежей, и массами в залежах нефти и газа (то есть по величинам коэффициентов аккумуляции и концентрации флюидов на эталонном объекте) на опосредуемом объекте определяется примерная масса сконцентрированных в ловушке нефти в нефтяной залежи и остаточной нефти — в газоконденсатной залежи или нефти в ее оторочке.

По битуминологическим показателям возможно определение характера флюидоупора над опосредуемыми объектами данной зоны: наличие или отсутствие ложной покрывки (битумного ореола), ее толщина (по толщине зоны проникновения битумов и углеводородов из залежи), флюидоемкость (по концентрации остаточного миграционного хлороформного битума — $XBA_{м. ост.}$); устанавливается также степень завершенности транзитного перемещения флюидов из залежи (по составу XBA_m и УВ) вверх по разрезу.

Классификация ложных покрывок по битумным показателям позволяет в комплексе с геолого-геофизическими данными установить истинную толщину той части ложной покрывки, которая контролирует степень заполнения ловушки данной зоны. Эта величина дает возможность прогнозировать залежи в опосредуемых объектах по результатам сейсмостратиграфических исследований и структурных построений.

Локальный прогноз наличия и свойств флюидоупоров, ложных покрывок, коллекторов, залежи (включая прогноз ее высоты и размеров, фазового состояния и состава УВ) должен осуществляться в процессе бурения первых поисковых скважин.

Данные о распределении и составе миграционных битумов и УВ в разрезе, вскрытом первой (или первыми) поисковой скважиной, и битумные показания, эмпирически выявленные при изучении многих нефтегазоносных комплексов, позволяют установить:

- является ли изучаемый комплекс отложений в пределах данного объекта аккумулярующим (по аномалийно высоким по сравнению с фоном содержания $XBA_{м. ост.}$ в коллекторе и наличию в толщине ореолов рассеяния битумов над коллекторами);

- расстояние до продуктивного пласта по наличию и выраженности ореола рассеяния (обычно это 50—10-метровая зона);

- наличие промышленных скоплений нефти или газоконденсата в коллекторах нижних частей разреза (по особенностям содержания и состава $XBA_{м. ост.}$ в вышезалегающих коллекторах);

- промышленный или непромышленный характер углеводородного скопления в пластах-коллекторах данного комплекса;

- фазовое соотношение (нефть, газоконденсат, газ) и степень подвижности нефти (легкая, тяжелая, мальты);

- гипсометрическое положение в пределах продуктивного пласта границ нефтенасыщенных пропластков, их толщину;

- удельное содержание и объем нефтяных флюидов в коллекторах в пластовых условиях с учетом коэффициента потерь флюидов при подъеме керна на поверхность;

- максимальные значения коэффициентов нефтенасыщенности (K_n) и остаточной нефтенасыщенности ($K_{он}$);

- интервалы первоочередного опробования;

- положение водонефтяного и газонефтяного контактов (ВНК, ГНК).

Для определения размеров залежи, ее геометрии, установления нефтенасыщенных толщин и объемов необходима геохимическая информация по нескольким скважинам, оптимально характеризующим локальный объект. Во ВНИГНИ разработана методика построения моделей нефтенасыщения залежей, служащая целям повышения точности подсчета запасов нефти и газа (через эффективные толщины, $K_{он}$, K_n , прямое определение масс нефтяного флюида в пластовых условиях) и оптимизации разведки и разработки залежей [2].

На базе широкого применения новейших методов наземной и скважинной сейсморазведки и привлечения другой геолого-геофизической информации развиваются направления и методология локального прогноза сложностроенных ловушек и залежей нефти и газа по геофизическим данным. При этом выделяются два аспекта связанные, во-первых, с выявлением и подготовкой к глубокому бурению ловушек различного типа и, во-вторых, с прогнозированием в пределах выявленных и опосредуемых сейсморазведкой объектов скоплений УВ. В этом случае ЛПН включает: выявление и подготовку к поисковому бурению нефтегазоперспективных объектов; прогноз нефтегазоносности, определяемый количественно величиной перспективных ресурсов УВ.

В настоящее время постоянно усложняются объекты поисково-разведочных работ: в глубокое бурение вовлекаются сложностроенные ловушки и малоамплитудные поднятия. Поэтому, кроме традиционных структурных построений по опорным горизонтам сейсморазведка в настоящее время нацелена на получение информации непосредственно от продуктивных горизонтов, использующей не только кинематические, но и динамические особенности отраженных волн с целью прогноза литологического состава а в благоприятных случаях — и нефтегазоносности исследуемых объектов.

Влияние нефте- и особенно газонасыщенности коллекторов проявляется в изменении физических свойств, что находит отражение в геофизических полях: уменьшение плотностей (отрицательные гравиметрические аномалии) и увеличение электрических сопротивлений; уменьшение скоростей упругих волн в нефте- и особенно газонасыщенных коллекторах; увеличение затухания сейсмических волн, проходящих через залежь УВ («теневые эффекты»); изменение акустической жесткости сейсмических границ (изменение амплитуд, периодов, формы записи отраженных волн) и физических свойств вмещающих пород («кольцевые» аномалии); наличие субгоризонтальных отражений от ВНК и ГВК.

Сейсмические методы, как и другие геофизические исследования, на поисковом этапе однозначно не решают вопросы флюидонасыщенности, что предопределяет противоречивые результаты при выделении аномалий, отождествляемых с объектами ЛПН по гео-

физическим данным. Однако, несмотря на кажущееся обилие косвенных признаков нефтегазоносности по геофизическим данным, следует отметить крайне малую величину изменений физических свойств пород разреза под воздействием УВ и неоднозначность решения обратной задачи. Так, отрицательные гравитационные аномалии формируются в результате любого дефицита плотности: увеличение амплитуд отраженных волн («яркое пятно») может объясняться литолого-фациальными изменениями отложений, контактирующих на отражающих границах, и т. д.

В различных геологических ситуациях преобладают различные критерии. Так, залежи газа в отложениях сеномана Западной Сибири, расположенные на небольшой (менее 1,0 км) глубине и имеющие значительные толщины, уверенно выделяются во временных полях увеличением амплитуд горизонта «Г» («яркие пятна»), наличием субгоризонтальных отражений от ГВК («плоские» пятна) и повышенным затуханием волн от нижележащих горизонтов («теневые эффекты»).

По повышенным затуханиям сейсмических волн и изменениям электроразведочных кривых ЗБЗ прогнозируются залежи УВ в терригенных коллекторах венд-кембрия в Восточной Сибири.

Однако, прогнозирование залежей нефти при небольших эффективных толщинах весьма сложно и далеко не всегда возможно.

Для выполнения прогноза нефтегазоносности до бурения поисковых скважин необходимо проведение специальных исследований на близлежащих месторождениях.

Основными элементами методологии геофизических исследований являются: анализ формирования волнового поля и составление математических сейсмологических моделей по продуктивным и непродуктивным скважинам, выяснение наличия или отсутствия значимых динамических и кинематических признаков залежи, формирование сейсмического образа залежи; определение «веса» каждого значимого параметра; обработка экспериментальных материалов на подготовленном к бурению объекте по программам выбранного наиболее оптимального метода ПГР или прямых поисков, прогнозирование пространственного положения залежи УВ, оценка перспективных ресурсов.

Очевидно, что сеймостратиграфическая интерпретация при решении задач локального прогноза может опираться не только на визуальные сопоставления типов сейсмической записи и ее рисунка. Выбор поисковых критериев должен основываться в первую очередь на анализе динамических сейсмических разрезов, аппроксимируемых адекватными моделями в условиях максимального расширения диапазона частот с целью выяснения литофациальных изменений продуктивных отложений, возможного определения границ залежи (в плане и по глубине) и толщины нефтегазонасыщенных пластов.

Создание специальных графов обработки, улучшающих соотношение сигнал-помеха, направленных на повышение точности определения скоростей в зоне литологического контакта, применение процедур, направленных на выделение ВНК (ГВК), например, путем

преобразования или суммирования РНП, дополнительной потрассной коррекции сейсмических поправок с целью компенсации эффекта уменьшения скорости в нефтегазонасыщенных коллекторах и другие процедуры позволяют расширить возможности методик ЛПН.

При наличии поисковых скважин скважинная сейсморазведка является альтернативной среди других методик для решения задачи ЛПН в связи с высокой разрешающей способностью, обеспечивающей большую точность определения глубин отражающих границ и достаточно надежное их разделение в околоскважинном пространстве и ниже забоя скважин. Достаточно успешно при этом решаются задачи изучения литологических изменений нескрытой части разреза, положения коллектора и флюидоупора и прогнозирования нефтегазоносности.

В нефтегазопроисловом комплексе геолого-геофизических исследований выделяются главные направления, базирующиеся на имеющихся результатах и выводах:

— геолого-геофизическое обоснование на базе региональных сейсмических работ, данных электроразведки, других несейсмических методов, бурения параметрических и первых поисковых скважин;

— развитие систем наблюдений наземной и скважинной сейсморазведки, включая проведение детализационной сейсморазведки по площадным схемам, предусматривающим пространственное изучение объектов (трехмерная миграция);

— создание алгоритмов и специализированных программ обработки материалов сейсморазведки, их комплексная интерпретация с другими данными и результатами бурения, сеймостратиграфический анализ, структурно-формационная интерпретация и постановка задач прогнозирования геологического разреза, включая АС ИДС «Залежь»;

— принятие решения о бурении на объекте прогнозирования (с одновременным проведением высокоразрешающей скважинной сейсморазведки) поисковых скважин, оптимальном их размещении с целью получения сведений о деталях геологического разреза, его нефтегазоносности и открытия месторождения.

В комплекс критериев ЛПН включаются также гидрогеологические критерии оценки продуктивности поисковых объектов. Их ценность определяется возможностью получения важной информации при малых дополнительных затратах. Особенно полезно применение критериев в регионах с неудовлетворительной подтверждаемостью геофизических построений и глубоким залеганием продуктивных комплексов, в районах развития сложнопостроенных ловушек.

На гидрогеологических этапах развития (элизионных и инфильтрационных) нефтегазоносных бассейнов процессы взаимодействия подземных вод с органическими компонентами пород и мигрирующими углеводородными флюидами и залежами УВ определяют зональность и местные аномалии по количеству и составу водорастворенных органических веществ и газов. Все это обуславливает возможность использования данных по водорастворенным органическим веществам и газам пластовых вод с учетом палеогидро-

геологических и современных гидродинамических показателей для оценки зональной и локальной продуктивности отложений того или иного региона.

Установление критериев прогноза продуктивности ловушек в зонах нефтегазонакопления проводится на основе количественных характеристик органогадохимических и гадогадохимических фоновых полей, ореолов рассеяния водорастворенных органических веществ (ВРОВ) и водорастворенных гадов (ВРГ) из залежей УВ. Органогадохимические и гадогадохимические ореолы залежей характеризуются прежде всего такими параметрами, как соотношение величин фоновых и ореольных концентраций ВРОВ и ВРГ и размерами пластовых органогадохимических и гадогадохимических ореолов рассеяния. Размеры ореолов рассеяния и концентрации компонентов ВРОВ и ВРГ в их пределах зависят от продолжительности молекулярной концентрационной диффузии от залежи (времени ее существования), состава залежи и фоновой концентрации данного компонента.

Гидрогеологами ВНИГНИ и другими исследователями выявлен и апробирован на примере крупнейших нефтегазоносных бассейнов СССР наиболее информативный и рациональный (как по ограниченному числу показателей, так и по возможности их практического использования) комплекс гидрогеологических критериев ЛПН.

В число органогадохимических показателей включаются те компоненты водорастворенного органического вещества, для которых установлена наибольшая контрастность образуемых ими за контурами залежей УВ ореолов, а именно аквабитумоиды, летучие и нелетучие фенолы, бензол.

Различия между фоновыми полями ВРОВ, приуроченными преимущественно к нефтеносным или газоносным отложениям, и ореольными концентрациями залежей неодинакового состава могут быть использованы в комплексе с другими геолого-геохимическими показателями для регионального и локального раздельного прогноза нефтегазоносности.

Применимость тех или иных гадогадохимических показателей продуктивности ловушки во многом определяется типами гадогадохимического поля, которые различаются не только по бассейнам, но и в пределах отдельных частей одного и того же бассейна.

В условиях азотных (сумма УВ с объемной долей 25 %) и углеводородно-азотных (сумма УВ 50—25 %) фоновых полей с невысокой общей газонасыщенностью — менее 200—400 см³/л — эффективно при оценке продуктивности ловушки использование величин общей газонасыщенности и коэффициента $\Sigma УВ/N_2$, которые закономерно снижаются от ВНК, ГВК к граничным величинам фонового поля, то есть они контрастно отражают ореол рассеяния компонентов водорастворенных гадов от залежей. Примерно он прослеживается от ВНК и ГВК на расстоянии до 2—3 км (Восточная Сибирь), в других регионах чаще, до 1,2—1,5 км.

В условиях углеводородных (сумма УВ с объемной долей более

75 %) и азотно-углеводородных (сумма УВ 75—50 %) гадогадохимических фоновых полей с коэффициентом газонасыщения $K_n = P_r/P_b = 0,4—0,5$ и выше на основе детального изучения Волго-Уральского, Каракумского, Ангаро-Ленского и других бассейнов видно, что, как правило, наиболее эффективно применение коэффициента газонасыщения [3], который возрастает с приближением к ВНК и ГВК залежи. В обстановке этого типа поля, но характеризующегося высоким предельным коэффициентом газонасыщения — более 0,90—0,98, эффективно также использование органогадохимических показателей.

Рассматриваемые гидрогеологические критерии основаны преимущественно на положительных аномалиях характеризующихся показателями, обусловленных ореолом рассеяния компонентов из залежей. Реже наблюдаются и являются менее контрастными отрицательные аномалии, которые М. М. Булычев связывал с извлечением залежью из приконтурных вод ряда углеводородных и неуглеводородных компонентов.

Статистической обработкой фактического материала установлено, что радиальная протяженность ореолов колеблется, составляя в различных нефтегазоносных бассейнах по различным показателям от 1500 до 2500 м и более, то есть в результате гидрогеологического опробования одной скважины оценивается нефтегазоносность площади того или иного комплекса отложений диаметром от 3000 до 5000 м и более. По разрезу ореол достигает 200—300 м и выше.

Выявленные геолого-геохимические, геофизические и гидрогеологические критерии, по мнению авторов, являются главными при ЛПН объектов различных генетических и морфологических типов практически во всех нефтегазоносных бассейнах.

Создание оптимальных ППК для конкретных геологических условий и определенных типов локальных объектов должно базироваться главным образом на этих критериях, что несомненно повысит точность прогнозных построений и эффективность поисков новых залежей нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Золотов А. Н., Лебедев Б. А., Самсонов В. В. Зоны нефтегазонакопления — объекты локального прогноза. — Советская геология, 1987, № 2, с. 5—16.
2. Региональный и локальный прогноз нефтегазоносности./Е. С. Ларская, В. Д. Ильин, О. П. Четверикова и др. — М.: Недра, 1987. — 232 с.
3. Самсонов Ф. П., Якобсон Г. П., Новосельцева Д. Ш. Гадо- и органогадохимические критерии дифференцированного прогноза нефтегазоносности. — Геология нефти и газа, 1987, № 2, с. 37—41.
4. Тектоника и критерии нефтегазоносности локальных ловушек./Под ред. В. Е. Хаина, В. Д. Наливкина, Н. В. Марасановой. — М.: Наука, 1987. — 207 с.

MAIN CRITERIA FOR THE LOCAL PREDICTION OF PETROLEUM POTENTIAL

The problems of hydrocarbon localization are important for all the petroliferous basins characterized by different degree of resources exploration.

When solving these problems, it is necessary to construct predictable models of natural reservoirs and to create effective prognostic and exploration complexes. It may be done possibly due to identifying geological/geochemical, geophysical and hydrogeologic criteria of prediction.

The geological/geochemical criteria for petroleum potential local forecasting (PPLF) should involve the presence of oil and gas accumulation zones and combined environments favourable for the formation and preservation of hydrocarbon pools. The quantitative evaluation of the density of prognostic resources in oil and gas accumulation areas as well as of local objectives prepared for new drilling is an important stage of PPLF.

Selection of prospect geophysical PPLF criteria is based on the analysis of dynamic seismic profiles to determine lithofacies changes, pool boundaries and thickness of oil-gas saturated reservoirs.

The establishment of hydrogeologic PPLF criteria within the oil and gas accumulation zones is made using the quantitative characteristics of organohydrochemical and gas-hydrochemical parameters, as well as dispersion of organic matter and water-dissolved gases from hydrocarbon pools. The geological/chemical, geophysical and hydrogeologic criteria identified are major for PPLF of different type plays in all petroliferous basins.

The creation of prognostic-exploration complexes, based on the principles of a successive approximation, for particular geologic conditions should result mainly from these criteria which will undoubtedly improve the accuracy of prediction and the effectiveness of searching for new oil and gas accumulations.

УДК 553.98.041

М. М. ИВАНЮТА, Б. П. КАБЫШЕВ, Д. И. ЧУПРЫНИН

Принципы зонального и локального прогноза нефтегазоносности в трехслойных резервуарах

В современных условиях прогноз нефтегазоносности определяет не только направление поисково-разведочного бурения, но и программу геологоразведочных и научно-исследовательских работ в целом.

Прогнозные исследования классифицируются по задачам, критериям и объектам. При этом выделяют четыре уровня прогноза — надрегиональный, региональный, зональный и локальный [1]. Для освоенных нефтегазоносных провинций задачи регионального, и тем более надрегионального прогнозов уже решены. В то же время исследования зонального и локального уровней не только остаются актуальными, но и требуют дальнейшего совершенствования.

С учетом того, что критерии прогноза существенно различаются при оценке нефтегазоносности крупного стратиграфического интервала разреза и отдельно резервуара, нами предлагается разделить зональный и локальный уровни [1] на подуровни, в зави-

симости от ранга объекта в разрезе осадочного чехла. При этом для подуровней прогноза нефтегазоносности в отдельном резервуаре следует оставить термины «зональный» и «локальный», отражающие полную локализацию объекта в разрезе. Для подуровней прогноза нефтегазоносности соответствующих территориальных объектов (зона или локальная структура) в рамках крупного интервала разреза целесообразно применять указанные термины с приставкой квази.

Ниже приводятся определения рассмотренных подуровней.

Квазизональный прогноз — это оценка по комплексу геологических критериев нефтегазоносности части нефтегазоносной области (зоны, района) в пределах крупного стратиграфического интервала разреза. Результатом являются карты двух типов — качественной и количественной оценок перспектив нефтегазоносности.

Зональный прогноз — оценка нефтегазоносности отдельных резервуаров с учетом трехслойной модели их строения в пределах части нефтегазоносной области (зоны, района, участка). Результатом являются карты качества коллекторов пронизаемых горизонтов и покрышек, с разделением последних на флюидоупоры и ложные покрышки, а также карты перспектив нефтегазоносности для отдельных резервуаров.

Квазилокальный прогноз — это оценка по комплексу геологических признаков нефтегазоносности локальной структуры в пределах крупного стратиграфического интервала разреза с определением качественных и количественных параметров прогнозируемых скопленных углеводородов. Результатом является карта вероятности обнаружения месторождений в анализируемом интервале разреза.

Локальный прогноз — оценка нефтегазоносности объекта, локализованного как по площади (антиклинальная структура III порядка, различные типы неантиклинальных ловушек), так и по стратиграфическому разрезу (отдельный резервуар). Результатом прогноза являются качественная оценка перспективности ловушки. При положительном заключении определяется фазовое состояние углеводородов и размер прогнозируемой залежи.

Охарактеризованные четыре подуровня прогнозных исследований различаются как по масштабам объектов исследования, так и, главное, по анализируемым геологическим критериям, что вместе определяет специфику в методике работ.

Квазизональный прогноз основывается на геологических признаках, которые изменяются по территории региона и особенно по разрезу неконтрастно и которым присущи довольно широкие интервалы значений, благоприятных для образования залежей углеводородов (мощность комплекса, тип и количество рассеянного органического вещества в породах, степень катагенеза пород, метаморфизм и сульфатность подземных вод, состав и упругость водорастворенных газов и др.). В целом эти признаки характеризуют условия генерации, миграции и сохранности углеводородов в соответствии с современными представлениями осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа и поэтому определяют необ-

ходимые и достаточные критерии оценки промышленных скоплений в пределах литолого-стратиграфического комплекса отложений. Прогнозные исследования на уровне продуктивного комплекса прочно вошли в практику проведения геологоразведочных работ во всех нефтегазоносных регионах страны; к ним относятся и периодически выполняемая количественная оценка прогнозных ресурсов.

Квазилокальный прогноз выполняется по тем же геологическим признакам, что и квазизональный, с дополнением критериев, характеризующих морфологические особенности локальной структуры (площадь, амплитуда, интенсивность роста и др.). Особенно большое значение для развития этого подуровня имели начатые в конце 60-х годов специальные исследования по прогнозу нефтегазоносности локальных структур по комплексу геологических критериев с использованием математических методов и ЭВМ. В частности, проводимые с 1970 г. по территории Днепровско-Донецкой впадины исследования показали высокую фактическую подтверждаемость таких прогнозов. За указанный период здесь проверены бурением 84 структуры; достоверность прогноза составила 89 %, что значительно выше коэффициента промышленных открытий. Внедрение рекомендаций по квазилокальному прогнозу способствовало ускорению открытия новых месторождений и сокращению отрицательных результатов среди поисковых скважин. В настоящее время эти исследования не потеряли своей актуальности и в определенных условиях продолжают, однако на передний план по своей значимости в освоенных регионах выступают прогнозные исследования на уровне отдельных резервуаров — зональный и локальный прогнозы.

Одним из факторов дальнейшего совершенствования прогнозных исследований является учет положения о трехслойном строении резервуаров нефти и газа. В отличие от двухслойных резервуаров, характеризующихся резким контактом флюидоупора (истинной покрышки) и коллектора, в трехслойных резервуарах между ними присутствует промежуточная толща пород (ложная покрышка). Последняя является промежуточной как по положению в разрезе, так и по своим физическим параметрам — она не обладает свойствами коллектора, но и не служит флюидоупором. Ложные покрышки представлены алевролитами, мелкозернистыми глинистыми песчаниками, трещиноватыми аргиллитами, ангидритами и известняками. Для разделения флюидоупоров и ложных покрышек наряду с литологическими критериями может быть использован комплекс промыслово-геофизических признаков, обработанных по программам распознавания образов. Принятие трехслойной модели строения резервуара предусматривает выделение ложных покрышек и подложек не только в разрезе, но и по простиранию. При этом картирование прогнозируемого объекта осуществляется с расчленением его на собственно коллектор, полупроницаемую и непроницаемую (относительно соответствующего флюида) толщи.

Основными целями *зонального* прогноза являются:

— районирование территории по степени перспективности, вы-

деление прогнозных неантиклинальных ловушек и на этой основе выбор первоочередных участков проведения детальных сейсморазведочных работ;

— создание основы для локального прогноза нефтегазоносности подготовленных к поисковому бурению объектов.

Заключается зональный прогноз в составлении для отдельных резервуаров карт характеристики коллектора, покрышки и подложки и результирующей карты перспектив нефтегазоносности. В условиях высокой дифференцированности разреза на песчано-глинисто-алевролитовые разности пород небольшой мощности такой подход служит эффективным средством прогнозирования неантиклинальных литолого-стратиграфических ловушек, обладая в этом отношении преимуществом перед картированием количества песчаных горизонтов, общей мощности песчано-алевролитовых пород, коэффициента песчаности и др.

Основными в зональном прогнозе являются карты коллектора и перспектив нефтегазоносности. На первой дается районирование коллекторского интервала разреза с трехчленной его дифференциацией — коллектор, его аналог, флюидоупор, а также выделяются прогнозные неантиклинальные литолого-стратиграфические ловушки. Последние расположены на участках, где вверх по восстанию пластов коллектор выклинивается или замещается аналогом либо непроницаемой породой. В первом случае формируются ловушки только для нефти, во втором — для газа и нефти. Участки выклинивания аналога или замещения его непроницаемой породой не являются бесперспективными, а выделяются как менее перспективные, исходя из того, что аналог на небольшом расстоянии может перейти в коллектор.

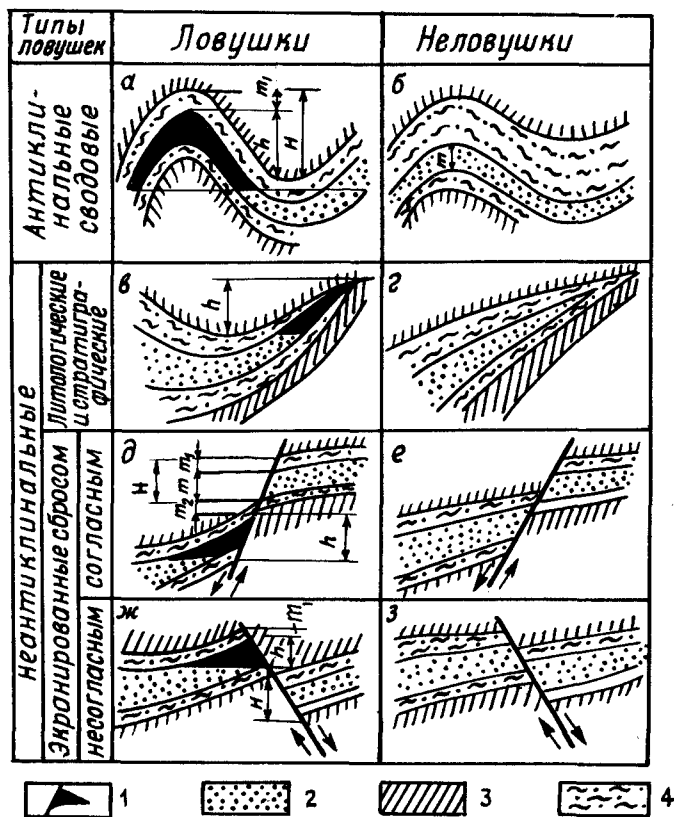
На результирующей карте перспектив нефтегазоносности дается районирование территории по степени перспективности ловушек разного типа (сводовых, тектонически экранированных и литолого-стратиграфических). Делается это на основе правил выделения ловушек в трехслойных резервуарах (рисунок), так как наличие в разрезе ложной покрышки и ложной подложки оказывает существенное влияние на полезный объем и аккумулярующие свойства ловушек нефти и газа. Высота сводовой ловушки находится в прямой зависимости от толщины ложной покрышки (рисунок, а) и определяется по формуле:

$$h = H - m_1. \quad (1)$$

Если толщина ложной покрышки больше амплитуды поднятия, то последнее перестает быть ловушкой углеводородов (рисунок, б).

Наличие в разрезе полупроницаемых пород оказывает еще большее влияние на перспективность различных типов неантиклинальных ловушек.

Объекты с литологическим и стратиграфическим выклиниванием могут становиться ловушкой только при условии, что в направлении вверх по восстанию пород одновременно с коллектором выклиниваются также ложная покрышка и промежуточная толща в по-



Схемы ловушек углеводородов с учетом трехслойного строения резервуара:

1 — залежи углеводородов; 2 — водонасыщенный коллектор; 3 — флюидоупор (истинная покрывка); 4 — ложная покрывка.
 Буквами на схеме обозначены: m — толщина коллектора; m_1 — толщина ложной покрывки; m_2 — толщина подстилающей полупроницаемой пачки; H — амплитуда поднятия или сброса; h — высота ловушки.

дошве коллектора (рисунок, в). В противном случае зона выклинивания коллектора не является ловушкой для углеводородов (рисунок, г), причем это практически не зависит от толщины ложной покрывки и ложной подложки. Высота литолого-стратиграфической ловушки равна разности отметок подошвы флюидоупора на оконтуривающей изогипсе и кровли коллектора в точке выклинивания его по разрезу (рисунок, в).

Известно, что аккумулирующие особенности тектонически экранированных блоков моноклинально залегающих пород зависят от типа и амплитуды сброса. Ограниченный сбросом моноклиальный блок может быть ловушкой для углеводородов, когда не только коллектор, но и промежуточные толщи по этому сбросу граничат с флюидоупором соседнего крыла. В случае несогласного сброса это достигается при амплитуде, большей, чем суммарная толщина кол-

лектора и промежуточных толщ в его кровле и подошве (рисунок, д). Высота ловушки в этом случае равна:

$$h = H - (m + m_1 + m_2) \quad (2)$$

При несогласном экранирующем сбросе (рисунок, ж) структурная форма становится ловушкой, когда амплитуда сброса больше толщины ложной покрывки. Высота ловушки при таком экранировании равна:

$$h = H - m_1 \quad (3)$$

Если указанные условия не соблюдаются, моноклиальные блоки не являются ловушками (рисунок, е, з). Для тектонически экранированных ловушек остается в силе также формула (1) с учетом того, что в качестве амплитуды блока следует принимать превышение его поднятого края относительно оконтуривающей изогипсы в опущенной части. В конечном счете перспективность ограниченного сбросом блока определяется наиболее слабым звеном — величиной пликативного наклона или амплитудой сброса, в зависимости от того, по какой из формул (1 или 2 и 3) высота ловушки окажется меньшей.

Локальный прогноз тесно связан с зональным и квазилокальным прогнозами, выполняется после них и обязательно для объектов, расположенных в перспективных зонах, перспективной части разреза и характеризующихся положительной оценкой по данным квазилокального прогнозирования. Целью локального прогноза является выбор наиболее перспективных объектов для постановки поискового бурения на конкретные ловушки в пределах определенных горизонтов.

Залежь углеводородов представляет собою сложную гидродинамическую систему, которая могла образоваться и длительное время существовать только при строгом взаимодействии в пространстве и времени таких компонент, как эмигрировавшие углеводороды, коллектор, флюидоупор и ловушка. Отсутствие любой из перечисленных составляющих приводит к невозможности образования или к последующему разрушению залежи. Поэтому на первый план в локальном прогнозе наряду с изучением коллекторских свойств горизонта, выходит детальный анализ распространения флюидоупоров и мощностей ложных покрывок и подложек, параметры которых в местах расположения ловушек снимаются с соответствующих карт зонального прогноза. С учетом схем строения ловушек разных типов (см. рисунок) делается вывод о перспективности анализируемого объекта.

Принятие решения при локальном прогнозе производится на основе принципа наислабейшего звена — ловушка считается перспективной при положительной оценке всех ее составных элементов (флюидоупор, коллектор, резервуар с учетом его трехслойного строения). Однако это не гарантирует промышленную нефтегазоносность такой ловушки и тем более полное (до замка на критическом направлении) заполнение ее углеводородами. Вероят-

ность наличия залежи в ловушках (P_3) с учетом геологического риска можно оценить по формуле:

$$P_3 = P_k \cdot P_n \cdot P_c \cdot P_{nr}, \quad (4)$$

где отдельные сомножители характеризуют вероятности наличия коллектора (P_k), флюидоупора (P_n), структурной формы (P_c) и перспективности площади по результатам прогноза на уровне продуктивного комплекса (P_{nr}).

Таким образом, методика проведения локального прогноза нефтегазоносности заключается в диагностике достоверности выделения объектов поиска углеводородов (структур), качества локальных покровов и коллекторских свойств проницаемых горизонтов в пределах поднятия или объекта другого типа и принятия решения с учетом оценки на квазилокальном подуровне на основе принципа наислабейшего звена. Для объектов с положительным прогнозом продуктивности вычисляется максимально возможная высота залежи в ловушке (по формулам 1, 2, 3) и фазовое состояние углеводородов. Заключение о последнем делается на основе имеющихся данных по зональному прогнозу с учетом полученных выводов по оценке классов покровов. Принимается во внимание также тип залежей в разных горизонтах соседних площадей и гипсометрическое положение их относительно анализируемого объекта с тем, чтобы учесть возможное проявление принципа дифференциального улавливания углеводородов.

Использование зонального прогноза для повышения достоверности выявления сейсморазведкой поисковых объектов и последующая оценка их нефтегазоносности при прогнозе позволит решить проблему рационального ввода в поисковое бурение наиболее перспективных объектов. Исключение из плана поисково-разведочного бурения слабообоснованных ловушек дает реальные возможности эффективного ведения поисковых работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методы оценки перспектив нефтегазоносности. Под ред. Н. И. Буялова, В. Д. Наливкина. — М.: Недра, 1979. — 332 с.

М. М. Ivanyuta, В. Р. Kabyshev, D. I. Chuprynin

PRINCIPLES OF ZONAL AND LOCAL PREDICTING OIL AND GAS POTENTIAL IN THREE-BEDDED RESERVOIRS

Present stage peculiarities of oil-and-gas-bearing prognosis investigations in the exploited regions where process of searching work complication takes place are:

— calculation of three-layered model structure of oil and gas reservoirs (collector, caprock, false caprock);

— investigation detailing up to separate reservoirs;

— vast introduction of systematic approach and ensuring of optimal ratio between investigation complexity and the weakest link principle according to the influence of separate indications to the oil-and-gas-bearing estimation.

It seems advisable to single out four levels (types) of prognosis investigations in

order to ensure investigation complexity and simultaneous calculation of individual peculiarities (oil-and-gas-bearing critical indications) of different scale objects:

1. Oil-and-gas-bearing perspective prognosis of region zones in the volume of large stratigraphic interval — productive complex (**quasizonated prognosis**).

2. Oil-and-gas-bearing local structure prognosis in the limits of productive complex (**quasilocal prognosis**).

3. Oil-and-gas-bearing **zonated prognosis** of separate productive horizons taking into consideration the trap types:

— mapping of collector horizon characteristics according to drilling and field seismic work data;

— overlapping rock division into caprocks and false caprocks and their mapping on the base of analysis of applied geophysical characteristics and core material;

— analyzed zones division into districts by gas- and oil-perspectivity degree taking into consideration the trap types in the limits of concrete productive horizon.

4. Oil-and-gas-bearing **local prognosis** of different trap types in separate reservoirs:

— correlation analysis of morphological parameters of analysed traps and capacities of collector, caprock and false caprock (and sublayer), the maps of which are built on zonated level;

— productivity estimation of concrete traps and determination of prognosed characteristics of deposits (possible elevation, phase state of hydrocarbons, perspective resources).

Zonated prognosis is the effective means of non-anticline lithologic-stratigraphic traps prognosing and that is why it can be a base for the determination of detailed geophysical work directions. Local prognosis serves as a base of the prospecting works projecting and the working out of optimal investigation scheme of revealed deposits.

Realization of stated principles in complete volume makes possible to specify oil-and-gas-bearing perspectives of exploited regions and, basing on this, to raise considerably certainty of the oil-and-gas-bearing local prognosis and validity of the prospecting — searching work directions.

Дистанционные методы поисков нефти и газа

УДК 550.83:553.98.23

А. В. МИХАЛЬЦЕВ, А. Г. БУДАГОВ, Е. А. КОЗЛОВ

Комплексные геофизические методы поиска и картирования сложнопостроенных залежей нефти и газа

В 80-х годах существенно расширилось использование данных нескольких геофизических методов для их совместной (комплексной) интерпретации. Основой комплекса является сейсморазведка. Сформированы автоматизированные технологии комплексирования, в том числе, с использованием диалогового и интерактивного режима на базе автоматизированных рабочих мест геофизика-интерпретатора (АРМГЕО), в которых реализованы детерминистический, статистический и эвристический подходы к комплексной интерпретации.

Детерминистический подход основан на функциональных и/или корреляционных связях между физическими параметрами среды или информативными параметрами поля, с одной стороны, и геологическими характеристиками среды, с другой. Наиболее изучены и широко применяются зависимости между плотностью и пористостью, пластовой скоростью и литологией, и т. п. Ограничением подхода является недостаточная устойчивость петрофизических зависимостей, их многофакторность и сложность причинных связей, управляющих ими.

Статистический подход реализуется чаще всего в форме распознавания образов. Он привлекает своей простотой, так как непосредственно не предусматривает анализа причинных связей между признаками и искомым свойством, например, промышленной нефтегазонасностью. Существует множество алгоритмов распознавания, различающихся числом конкурирующих классов, определением понятия степени близости, способами формирования оптимального набора используемых параметров и т. д. Главный недостаток этих алгоритмов заключается в неустойчивости способов формирования оптимального набора параметров, поскольку геофизические «образы» эталонных объектов одного и того же класса и региона могут меняться в широких пределах, с большими колебаниями степени информативности разных признаков. Кроме того, формализованный подбор оптимального комплекса признаков не определяет ту форму их представления, для которой связь с искомым свойством — нефтегазонасностью — является наиболее тесной. Например, аномальное

значение поля обычно можно выделять несколькими способами — по отклонению от среднего, от плавнооггибающей, от редуцированных или наблюдаемых значений и т. п. Какой способ лучше, можно установить только на множестве опытов, что в условиях большого разнообразия эталонов не дает устойчивого результата.

Эвристический подход можно рассматривать как неформализованное или базирующееся на недостаточно строго обоснованных предположениях и правилах распознавание образов.

Детерминистический и статистический подходы реализованы, как правило, в пакетном режиме.

Переход от пакетного режима автоматизированной комплексной интерпретации к диалоговому совпал по времени с широким проникновением в практику сейсмических данных идей сейсмостратиграфии. Он показал важность всестороннего изучения геологической ситуации при обнаружении и оконтуривании нефтегазоперспективных объектов и расширил набор технологий комплексной интерпретации геофизических данных. Эффективным средством комплексной интерпретации стало визуальное распознавание и сопоставление особенностей сейсмических картин, конфигураций каротажных диаграмм, трансформаций гравитационного, магнитного и электромагнитного полей, содержащих информацию о структуре, фациях и вещественном составе исследуемой толщи.

В середине 80-х годов качественные методы сейсмостратиграфии дополняются количественными подходами. В результате возникло новое направление — структурно-формационная интерпретация (СФИ) геофизических данных. В основу этого направления положено представление о геологических средах как об иерархических совокупностях формационных объектов различных масштабов и рангов, парагенетически связанных определенными причинными взаимозависимостями. Ядром СФИ является технология спектрально-временного анализа (СВАН) данных каротажа и сейсморазведки. Там, где синтетические и полевые сейсмограммы (рис. 1) не обнаруживают ясной видимой цикличности (интервал $0,6 \div 1,0$ с), СВАН отчетливо демонстрирует цикличность нескольких иерархических рангов: циклиты с мощностью слоев $20 \div 30$ м вложены в циклиты с мощностью слоев ассоциаций $60 \div 80$ м, в свою очередь, сменяющиеся циклитами с мощностями слоев $90 \div 120$ м.

Структурно-формационный подход позволил четко определить основные концептуальные принципы комплексной интерпретации.

Принцип единства объекта устанавливает, что комплексирование методов должно осуществляться применительно к геологическим объектам единого масштаба и ранга. Например, при комплексировании данных каротажа и сейсморазведки объектами комплексной интерпретации могут быть пласты мощностью от первых десятков метров и более, выделяемые как на каротажных диаграммах, так и в сейсмическом поле; пропластки мощностью менее десяти метров, выделяемые по каротажу, не отображаются в сейсмическом поле и потому не могут быть объектом комплексирования методов. Этот принцип обуславливает необходимость закругления данных более

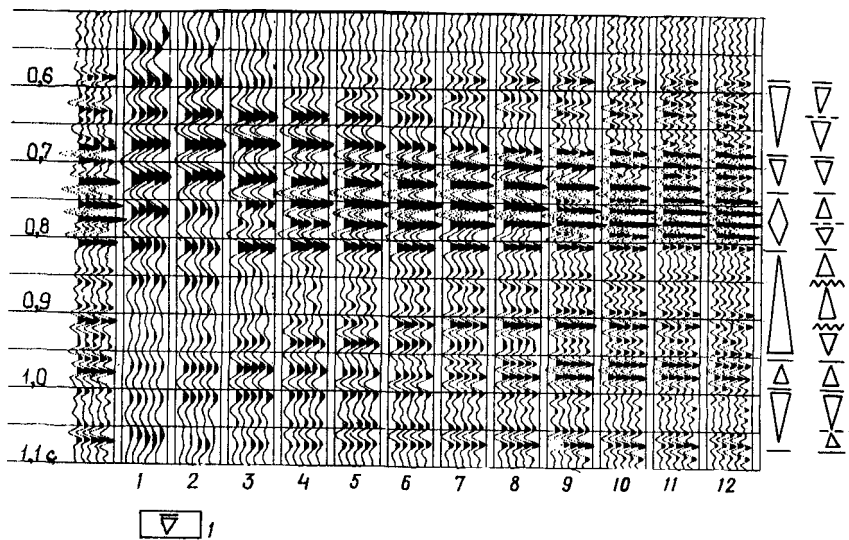


Рис. 1. СВАН-диаграммы по полевым сейсмограммам:
1 — изображения выделенных циклитов. 1, 2, ..., 12 — номера использованных фильтров.

детального (высокоразрешающего) метода до уровня предельной разрешающей способности менее детального метода.

Принцип последовательного изучения факторов требует того, чтобы выявление слабых эффектов осуществлялось после изучения и снятия (вычитания) сильных эффектов. Например, слабые аномалии от залежей углеводородов должны изучаться лишь после оценки и снятия эффектов, обусловленных неоднородностями структуры и литологии. При этом данные сейсморазведки о структуре могут использоваться для прогнозирования и снятия «структурных» аномалий других полей — например, гравитационного и электромагнитного.

Принцип согласованной модели устанавливает, что конкретная реализация структурно-формационной модели геологического объекта, полученная в результате интерпретации, должна удовлетворять всей совокупности имеющихся геолого-геофизических данных. Иначе говоря, совокупность решений прямых задач для построенной модели не должна противоречить совокупности наблюдаемых данных.

В наиболее полном виде современные теоретические основы комплексирования реализованы в программно-технологической системе ГЕОПАК на ЭВМ типа ЕС, ПС и Эльбрус. В рамках ГЕОПАКа процесс комплексной обработки и интерпретации геофизических данных подразделяется на следующие стадии, общие для всех геофизических методов: получение сигнальной компоненты геофизического поля (подавление помех, ввод различных поправок); оценка параметров апостериорной геофизической модели среды, т. е.

решение обратной задачи данного метода; переход от геофизической к геологической модели среды и объектов поиска, выполнение палеореконструкций, выбор управляющих решений для последующих геолого-геофизических работ.

На стадии получения сигнальной компоненты комплексирование методов сводится к следующим процедурам: использование данных АК, ГГК, ВСП для распознавания природы волн на материалах сейсморазведки МОВ и выбора параметров процедур обработки; использование структурных построений по данным сейсморазведки для повышения надежности корреляции разрезов глубоких скважин по данным ГИС; использование структурных построений по данным сейсморазведки для вычисления компонент гравитационного и/или электромагнитного полей, обусловленных структурными неоднородностями, с целью более точной оценки аномальных эффектов, вызванных неоднородностями вещественного состава.

При оценке параметров модели среды нередко применяют комплексирование данных сейсморазведки и бурения для уточнения значений скорости и выполнения структурных построений. Намечается расширение этого комплекса — включение гравиразведки для изучения неоднородностей распределения скоростей в верхней части разреза в сложнопостроенных районах. К этой же стадии относится построение согласованной модели по данным комплекса методов — сейсмо-, грави- и электроразведки. В основе метода согласованной модели лежит представление о геологической среде как о совокупности сравнительно крупных тел (например, субформаций или формаций), границы между которыми являются одновременно главными границами раздела всех основных физических свойств. Согласованная модель среды строится путем подбора таких значений физических свойств и такой геометрии границ раздела, которые удовлетворяют наблюдаемым данным для всех используемых геофизических методов. Построение согласованной модели — это по своей сути детерминистическая процедура, сводящаяся главным образом к решению прямых задач тех методов, которые используются в комплексе; критерием качества решения является степень совпадения модельных и реальных полей и параметров. Метод согласованной модели применяется в основном на региональном и, реже, поисковом этапах.

Третья стадия — геологическая интерпретация. Именно здесь в наиболее развитом виде реализованы основные подходы к комплексной интерпретации — детерминистический, статистический и эвристический. В большинстве случаев каждый из них применяется для определения лишь одной какой-нибудь характеристики геологической модели — литологии, особенностей тектоники, фаций, наличия АВПД или АНПД, и в особенности — наличия залежи углеводородов. Практика показывает, что конечная цель геолого-геофизических исследований на нефть и газ — выявление и оконтуривание залежи с оценкой извлекаемых запасов — достигается с большей надежностью, если геологическая модель строится по совокупности релевантных в отношении нефтегазоносности характе-

ристик — структуры, литологии, тектоники, фаций, истории формирования, коллекторских свойств разреза, прямых эффектов от залежи и т. п., что составляет сущность структурно-формационной комплексной геологической интерпретации.

Ниже приводится пример комплексной интерпретации при изучении сложнопостроенной ловушки на территории Западной Сибири.

Ретроспективный анализ результатов разведки бурением месторождений Западной Сибири показывает, что доля низкоинформативных приконтурных и законтурных скважин неоправданно велика. При этом, как правило, данные по скважинам оказываются недостаточными для построения детальной модели месторождения по двум причинам: из-за неоптимальной сети пробуренных скважин и из-за того, что структурные и коллекторские свойства в межскважинном пространстве определялись путем линейной интерполяции. Использование материалов сейсморазведки в комплексе с данными ГИС позволяет ослабить действие этих причин.

Задачами комплексирования являются:

- геометризации ловушки углеводородов, т. е. установление ее пространственного положения, геометрии геологических границ в подстилающих и покрывающих отложениях;

- картирование литологических, тектонических и стратиграфических экранов в комбинированных и неантиклинальных ловушках;

- уточнение конфигурации участков коллектора повышенной мощности и/или с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами в межскважинном пространстве;

- прогнозирование типа порозаполняющего флюида, трассирование ВНК, ГНК, ГВК;

- обоснование точек заложения поисковых и разведочных скважин.

В качестве исходных данных использованы:

- материалы профильной, а в случае сложнопостроенных ловушек — площадной сейсморазведки МОВ в высокоразрешающей модификации, временные разрезы (вертикальные и горизонтальные срезы);

- вертикальные и горизонтальные спектры скоростей, результаты расчета по ним пластовых скоростей;

- СВАН-диаграммы;

- структурные карты по отражающим горизонтам и картам мощностей;

- материалы ВСП: вертикальные профили, графики пластовых скоростей;

- результаты АК, предпочтительно в широкополосной модификации, и ГГК-П по всему стволу скважины.

Выделяются следующие этапы интерпретации. Вначале по данным АК, ГГК, ВСП и наземных наблюдений МОВ строится эффективная сейсмоакустическая модель, представляющая собой акустический разрез, в котором параметры подобраны таким образом, что решение по нему прямой задачи сейсморазведки дает синтетическое волновое поле, достаточно близкое к наблюдению при ВСП и МОВ; де-

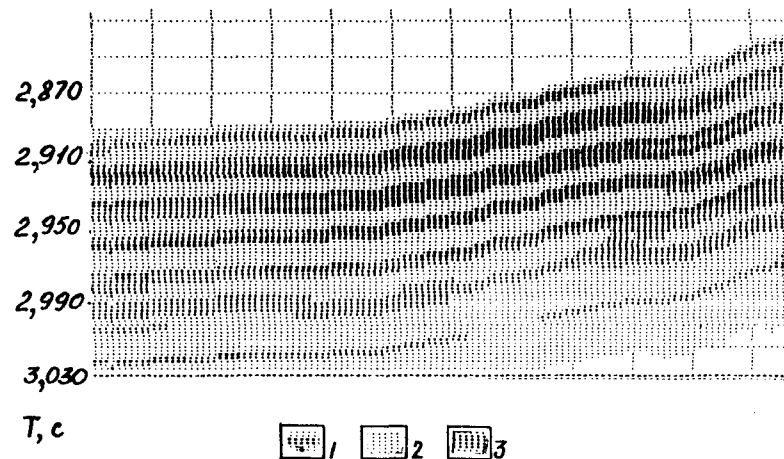


Рис. 2. Литолого-акустический разрез, отображающий фациальные замещения песчаников глинами:

1 — песчаники, 2 — глины, 3 — песчано-глинистые породы.

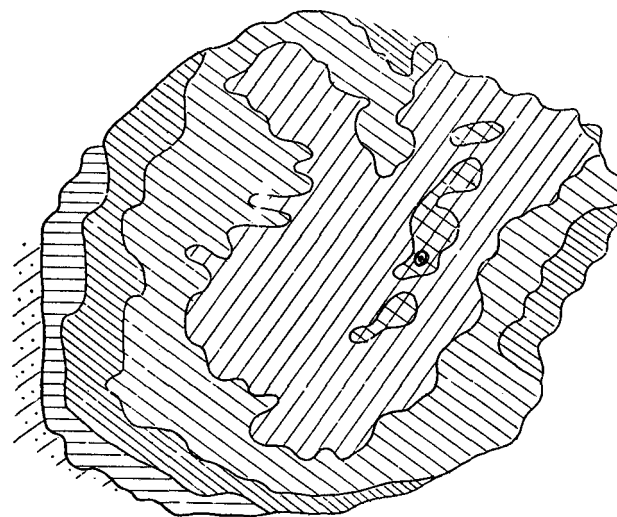


Рис. 3. Прогноз параметра насыщения P_n и точек заложения поисковых скважин. 1 — ($4 < P_n \leq 5$); 2 — ($3 < P_n \leq 4$); 3 — ($2 < P_n \leq 3$); 4 — ($1 < P_n \leq 2$); 5 — ($0 < P_n \leq 1$); 6 — ($P_n = 0$); 7 — рекомендуемая точка заложения глубоких скважин.

тельность соответствует предельной разрешающей способности наземной сейсморазведки.

Далее, независимо, разрез акустических жесткостей получают с помощью той или иной технологии псевдоакустического каротажа, преобразующей данные МОВ в последовательности эффективных коэффициентов отражения и затем — в кривые локальной скорости на удалении от глубокой скважины.

Следующим шагом является построение детальных литолого-акустических разрезов в межскважинном пространстве путем экстраполяции и/или интерполяции между скважинами сведений о литологии (включая характер насыщения) с использованием псевдоакустических временных разрезов. В технологиях этого этапа реализуется автоматическое прослеживание волн и распознавание с обучением. Эталоном являются эффективные сейсмоакустические модели по скважинам; для выделения однократных отражений и оценки формы импульса привлекаются данные ВСП. В результате получаем разрез, подобный изображенному на рис. 2.

Следующим этапом обычно является определение контура нефтегазоносности, экстраполяция и интерполяция подсчетных параметров внутри контура с использованием материалов сейсморазведки и других методов, подсчет прогнозных запасов. На основании полученных данных дается обоснование точек заложения поисковых или разведочных скважин. Положение очередной скважины (или группы скважин) определяется с учетом суммы накопленных данных по всем методам, включая сведения о текущей оценке запасов и прогнозируемой погрешности этой оценки. Рис. 3, например, иллюстрирует определение точки заложения поисковых скважин по параметру насыщения P_n .

Схема комплексной интерпретации в других регионах отличается от рассмотренной в основном степенью использования несейсмических полевых геофизических методов. Например, при поисках подсольевых органогенных построек в Прискапии наряду с сейсморазведкой и ГИС эффективно применяется высокоточная гравиразведка и электроразведка методом становления поля.

В заключение подчеркнем, что комплексирование геофизических методов, в особенности сейсморазведки и ГИС (включая ВСП), является одним из главных направлений дальнейшего повышения результативности геологоразведочных работ на нефть и газ. Потенциальные возможности комплексирования еще далеко не исчерпаны.

A. V. Mikhaltsev, A. G. Budagov, E. A. Kozlov

COMBINED GEOPHYSICAL METHODS FOR EXPLORING AND MAPPING OF COMPLEX OIL AND GAS POOLS

The eighties have seen a substantial growth in combined use of seismic methods together with other geophysical methods for oil and gas. The main line of integrated interpretation technique development involves the transfer from batch to interactive modes implemented by means of workstations included into the configuration of

SOS-PS-2000 geophysical data processing hardware and software system. The major features of the new integrated interpretation software are the flexible data base management and efficient graphic system.

Conceptual principles of integrated interpretation were updated as well. The statistical techniques such as pattern recognition, and the deterministic methods based on petrophysical relations were still in wide use.

In addition, a less formal approach which stems from the seismostratigraphy and the structural-formational interpretation concept has become popular. In accordance with this approach geologic media are treated as hierarchic complexes of formational bodies (beds, strata, subformations, etc.) which are paragenetically interrelated.

This new approach to the seismostratigraphy has made it possible to use quantitative methods of interpretation such as the technique of sedimentation periodicity analysis.

The combination of high-resolution reflection seismics with well-logging (WL) (acoustic log, VSP, density gamma-gamma log, etc.) has proved the most informative at the stage of transition from a geophysical model of the earth's interior to a geological one.

This can be illustrated by case histories of integrated use of these methods for detection, delineation, and prediction of hydrocarbon saturation of complex traps in the Neocene deposits of the West Siberia.

First step involves construction of a one-dimensional effective seismoacoustic model (ESAM) of the region under investigation by smoothing the data so as to equalize its resolution with the highest resolving power of surface seismic data.

The validity of the model can be estimated by the likeness of synthetic seismograms generated with this model and field surface seismograms.

The next step includes determining the parameters of correlation between the ESAM and pseudoacoustic traces calculated from the field CMP section in the vicinity of the borehole. Using this correlation and the lithology sections of wells available (characteristics of hydrocarbon saturation included) the pseudo-acoustic sections are transformed into so-called acoustic lithology sections. The last step of the interpretation consists in delineating and modelling the hydrocarbon reservoir, if any, along with the choice of sites for subsequent development drilling, taking into account other field geophysical data.

The scheme of the integrated interpretation for another regions differs from the considered above mainly by the choice of other field geophysical methods.

For example, in search of reef buildings in the Northern-Caspian area, the precisional gravimeter survey and electromagnetic transient methods are applied along with the reflection seismic and WL data.

УДК 550.814:[629.783:525] + 550.83:553.98

В. А. БУШ, И. Н. ЩЕРБАКОВА

Комплексирование дистанционных (аэрокосмических и геофизических) методов при изучении нефтегазоносных бассейнов в различных структурно-геодинамических и ландшафтных условиях

Сложность задач прогнозирования и поисков месторождений нефти и газа, а также неоднозначность геологической интерпретации как результатов дешифрирования материалов космических съемок (МКС), так и данных геофизики приводят к необходимости комплексирования космогеологических и геофизических методов исследований. Возможность такого комплексирования определяется

тем, что как геофизические аномалии, так и объекты, выявленные по МКС, имеют общий источник — геологические тела, обладающие определенными петрофизическими свойствами.

У геофизических методов есть общее с космогеологическими методами свойство — дистанционность. В первую очередь это относится к спутниковым и аэрогеофизическим съемкам, производимым с разных высот над земной поверхностью. Однако и наземные геофизические съемки в определенном смысле также являются дистанционными, поскольку доставляют информацию о геологических телах не только выходящих на дневную поверхность, но и расположенных на глубине. Глубинность исследований, высокая обзорность и большой объем поставляемых геофизикой данных обуславливают их сопоставимость с данными МКС и, следовательно, возможность их комплексного использования при изучении закономерностей размещения месторождений нефти и газа, при выявлении обстановок, благоприятных для локализации скоплений углеводородов, и определении поисковых признаков последних. Высокая разрешающая способность космогеологических методов в сочетании с высокой точностью измерений в нефтяной геофизике позволяют использовать комплексную космо-геофизическую информацию для прогнозной оценки перспективных площадей.

Основные принципы комплексирования

С позиций комплексирования все задачи поисков нефтегазовых залежей, решаемые на разных этапах геологоразведочных работ, можно разделить на два класса. Задачи каждого класса имеют свою специфику взаимоотношений космогеологических и геофизических методов исследований и предъявляют определенные требования к видам и качеству используемых данных и к методике их интерпретации.

К первому классу относятся задачи, решаемые при проведении регионального геологического изучения нефтегазоносных бассейнов (НГБ), связанные с необходимостью районирования изучаемых площадей и завершающиеся картированием. Второй класс включает задачи детального характера, направленные на непосредственные поиски скоплений углеводородов.

Для решения задач первого класса требуется соблюдение следующих методических принципов: независимости, полноты, экономичности, сопоставимости, прямой и обратной связи. Принцип независимости заключается в одновременном, но независимом друг от друга дешифрировании МКС и интерпретации геофизических материалов на первом этапе исследований. Независимость способствует получению наиболее объективных результатов, а сопоставление готовых материалов обеспечивает проведение работ с особой тщательностью.

Принцип полноты ориентирует исполнителей на использование полного набора материалов космических и геофизических съемок, на возможно более полное извлечение из них геологической инфор-

мации, а также на полный охват исследованиями изучаемой территории.

Принцип экономичности требует выполнения работ минимальными средствами, что прежде всего достигается соответствием масштабов МКС и геофизических материалов характеру решаемых задач.

Принцип сопоставимости предполагает привлечение для комплексирования данных в виде, удобном для сопоставления. Это достигается использованием материалов одинаковой обзорности, глубинности, «структурности». Такими свойствами более всего обладают материалы гравиметрических и магнитометрических съемок, подвергшиеся соответствующим преобразованиям. Требуемая обзорность определяется масштабом составляемой карты, а глубинность и структурность геофизических материалов обеспечиваются целенаправленным преобразованием исходных карт потенциальных полей в структурные карты и разрезы и широким применением различных модификаций сейсморазведки.

Принцип прямой и обратной связи выражается в повторном дешифрировании МКС и переинтерпретации геофизических материалов после проведения совместного анализа космической и геофизической информации (дешифрирование или интерпретация «по подсказке»). Результаты дополнительного дешифрирования и переинтерпретации затем также анализируются совместно. Такое обращение к первичным материалам может быть неоднократным.

Решение задач второго класса требует иного подхода, основанного на соблюдении принципов специализации, аналогии и формализации. Принцип специализации подразумевает детальное специализированное изучение объектов, установленных по МКС (особенно перспективных на обнаружение скоплений углеводородов) с учетом геологических особенностей района и ожидаемых типов ловушек. Выбранная методика должна быть рассчитана на получение материалов повышенной точности, обеспечивающих последующее применение интерпретационных приемов «прямых поисков» нефти и газа.

Принцип аналогии позволяет распространять на изучаемый объект опыт, накопленный в процессе работ на участках с аналогичной геологической обстановкой. На основании аналогий может быть поставлена задача, сформулированы космогеологические и геофизические признаки искомого объекта, выбран специализированный комплекс методов, способы обработки съемочной информации, методика и техника полевых наблюдений.

Принцип формализации предусматривает необходимость представления результатов обработки как космической, так и геофизической информации в виде чисел или символов. Это позволяет проводить совместный анализ космических и геофизических данных с применением различных математических приемов, что значительно повышает возможности прогнозирования нефтяных и газовых залежей.

Основные условия, определяющие районирование нефтегазоносных территорий по возможностям применения дистанционных исследований

Важнейшим видом полезной для нефтегеологических исследований информации, содержащейся на МКС, является структурно-тектоническая, определяемая уровнем их генерализации и обзорности. Информация о вещественном составе обнаженных горных пород, о геоморфологических и неотектонических особенностях территории и о некоторых элементах флюидного заполнения земной коры имеет второстепенное значение.

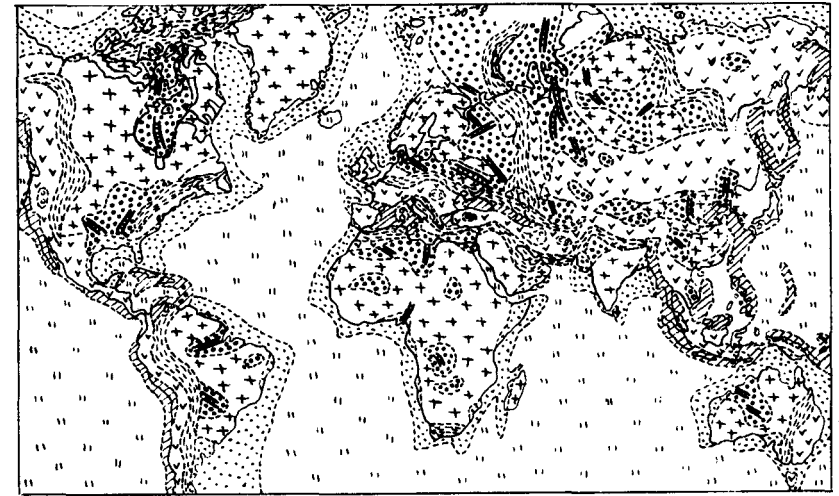
Структурно-тектонические характеристики НГБ, которые определяют возможности применения дистанционных методов, наиболее полно описываются на основе геодинамической классификации НГБ, в соответствии с которой целесообразно следующее их обособление:

- седиментационные бассейны пассивных окраин континентов как древних (краевые системы), так и современных, развивающихся;
- седиментационные бассейны активных окраин континентов;
- постколлизийные (внутриорогенные) седиментационные бассейны;
- внутриплитные седиментационные бассейны (рисунок).

Седиментационные бассейны древних пассивных окраин обычно испытывают сильную тектоническую переработку в ходе их столкновения с континентальными массами противоположных литосферных плит или с островными дугами. В результате этого они преобразуются в краевые системы, включающие: платформенный склон (перикратонный прогиб), краевой прогиб и краевую складчатую зону («миогесинклиналь»). Непереработанные, развивающиеся седиментационные бассейны современных пассивных окраин лежат по периферии Атлантического, Индийского и Арктического океанов.

Платформенные склоны краевых систем характеризуются пологими, как правило, погребенными структурами — брахиантиклиналями (лежащими обычно цепочками вдоль разломов фундамента и группирующимися в валообразные структуры второго порядка) и крупными сводообразными поднятиями фундамента. В основании осадочного чехла перикратонных прогибов во многих случаях установлены рифтогенные грабены, в той или иной мере прослеживаемые по МКС и геофизическими методами. Аналогичными характеристиками обладают и внешние (приплатформенные) борта краевых прогибов.

Эти структурно-тектонические особенности платформенных склонов краевых систем требуют ориентирования геофизических исследований не только на изучение структуры осадочного чехла, но и поверхности фундамента. Для этого целесообразно комплексирование аэромагнитного, гравиметрического и сейсмического (КМПВ) методов. Глубинным разломам, выполняющим роль каналов миграции углеводородов и контролирующим размещение локальных струк-



Структурно-геодинамические типы седиментационных нефтегазоносных бассейнов мира:

1-6 седиментационные бассейны: 1 — краевых систем, 2 — кайнозойских пассивных окраин, 3 — кайнозойских активных окраин; 4 — постколлизийные (мезозойские и кайнозойские), 5 — внутриплитных синеклиз, 6 — внутриплитные рифтогенные; 7-8 — фундамент континентальной коры различного возраста: 7 — докембрийской, 8 — палеозойской и мезозойской; 9 — современная океаническая кора.

тур, в потенциальных полях соответствуют зоны высоких градиентов, а на сейсмических разрезах — смещения горизонтов и зоны потерь корреляции. Сводовые поднятия фундамента отчетливо фиксируются на материалах КМПВ, а в гравитационном и магнитном полях им соответствуют изометрические положительные аномалии регионального характера.

Локальные структуры платформенного чехла устанавливаются дешифрированием. Для уточнения их структурного выражения, глубины и амплитуды анализируются карты остаточных аномалий силы тяжести. Такие аномалии, совпадающие с аномалиями изображения МКС и тяготеющие к поднятиям фундамента, должны стать первоочередными объектами поисков. Постановке глубокого бурения предшествуют детальные работы методами ОГТ и высокоточной гравиразведки.

К зонам линейных структур, образовавшимся в краевых системах при коллизии, причисляются: внутренние (приорогенные) борта краевых прогибов, зоны тектонических перекрытий краевых прогибов складчато-покровными структурами и внешние («миогесинклинальные») складчатые зоны континентального склона пассивной окраины.

Во внутренних бортах краевых прогибов развиты экспонированные на поверхности гребневидные или чисто линейные складки, во многих случаях осложненные проявлениями соляной тектоники

(Прибайкалье, Месопотамский прогиб) или же системами тектонических покровов, в той или иной мере погребенных под молассами краевого прогиба (Предкарпатье, Предуралье, Аппалачи). Эти структуры обычно хорошо дешифрируются на МКС, поэтому геофизическим исследованиям здесь придается в большей степени поисковая направленность с предпочтением методов, дающим возможность «прямых поисков» (сейсморазведка ОГТ, гравиразведка, терморазведка).

В зонах тектонических перекрытий нефтегазоносны, как правило, автохтонные толщи краевого прогиба. Их структура лишь в ограниченной мере «просвечивает» из-под хорошо выявляемой на поверхности структуры аллохтона. То же относится и к аллохтонным складчато-покровным структурам «миогесинклинали». Выявление нефтегазоносности погребенных под ними шельфовых отложений пассивной окраины возможно только на участках поперечных поднятий, дешифрируемых на МКС.

Характерной составной частью краевых систем являются зоны развития солянокупольных структур, образующих либо узкие полосы в краевых прогибах, либо обширные области на ограниченных коллизионными структурами участках краевых морей с субокеанической корой (Прикаспий, Мексиканский и Персидский заливы). На МКС здесь в той или иной мере проявлены структуры, обусловленные соляной тектоникой. Структуры подсолевого ложа выявляются на МКС с большим трудом. Наиболее эффективным методом изучения соленосных НГБ является сейсмо-гравитационное моделирование, обеспечивающее возможность прогнозирования подсолевых структур.

В соответствии со временем коллизии и начала развития краевые системы разделяются на палеозойские, в основании чехла включающие рифейские отложения (бассейны, прилегающие к Уралу и Аппалачам, Иркутско-Ленский НГБ), мезозойские, включающие и палеозойские отложения (Хатангский и Нижнеленский НГБ, бассейны восточного склона Анд и Кордильер), и кайнозойские, включающие и мезозойские отложения (Предкарпатский, Предкавказско-Скифский, Каракумский НГБ, бассейны Персидского залива, Пенджаба, Ассама).

Не переработанные коллизионными процессами современные пассивные окраины, сопровождаемые мощными толщами осадков мезозоя и кайнозоя, располагаются вдоль побережий молодых океанов. В пределах суши обычно располагаются лишь периферические части пассивных окраин, где комплексируются методы, перечисленные при рассмотрении перикратонных прогибов.

Седиментационные бассейны активных окраин континентов генетически связаны с процессами субдукции. Среди них выделяются две разновидности структурных зон. Первую представляют осадочные «призмы» подножий островных дуг, преддуговых и задуговых террас, хорошо проявляющиеся в Индонезии. Для них характерны чешуйчато-надвиговые, иногда (Барбадос) покровные структуры, сопровождаемые асимметричными линейными складками.

Строение таких бассейнов изучается в основном морскими геофизическими методами, дешифрирование здесь мало применимо.

Вторую разновидность представляют НГБ краевых морей, заполненные толщами преимущественно кайнозойского возраста. Для них характерны либо брахиморфные складки, относительно редко проявляющиеся на МКС суши, либо линейные складки в складчатых зонах типа Сахалинской, дешифрирующиеся достаточно легко. Наиболее эффективными методами геофизического изучения структур этих НГБ являются сейсмостратиграфические.

Осадочные бассейны древних (палеозойских и мезозойских) активных окраин после коллизии во всех случаях теряют заключавшиеся в них ранее месторождения углеводородов.

Для постколлизионных (внутриорогенных) НГБ характерны четко отражающиеся на МКС гребневидные и коробчатые складки, реже брахиморфные структуры платформенного типа или линейные складки, иногда осложненные проявлениями соляной тектоники. Существенную роль в строении этих бассейнов играют легко дешифрируемые разрывные структуры. Известны здесь и зоны тектонических перекрытий, обычно занимающих периферическое положение и ограниченные по своему размаху (Ферганская впадина), но иногда играющие значительную роль в глубинной структуре (Афгано-Таджикская впадина). В соответствии со временем коллизии и становления континентальной земной коры эти бассейны разделяются на палеозойские (ряд бассейнов в Урало-Монгольском складчатом поясе), мезозойские (Колымский, Индосинийский НГБ) и кайнозойские (Паннонский, Центрально-Иранский, Южно-Афганский и другие НГБ).

Из геофизических методов изучения постколлизионных НГБ наиболее эффективными являются гравиразведка и магниторазведка. Структуры чехла при наличии контрастных плотностных границ создают положительные (в бессолевых бассейнах) или отрицательные (в областях соляной тектоники) локальные гравитационные аномалии.

Среди внутриплитных НГБ следует различать две разновидности: внутриплитные рифтогенные бассейны и бассейны внутриплитных синеклиз. Для рифтогенных бассейнов, представленных платформенными авлакогенами и тафрогенами, характерна линейная форма, уверенно дешифрируемые разрывные ограничения, находящие четкое отражение в магнитном и гравитационном полях. В нижних частях осадочного чехла преобладающую роль играют системы ступенчатых сбросов, создающих ловушки в наклонных тектонических блоках, перекрытых непроницаемыми отложениями.

Задачу поисков погребенных пликтивных и блоковых структур успешно решает гравиразведка в комплексе с сейсморазведкой ОГТ. Особую разновидность рифтогенных бассейнов представляют структуры, заполненные соленосными толщами с активным проявлением соляной тектоники (Днепровско-Донецкий, Припятский НГБ). Диапир хорошо дешифрируются на МКС. Погребенные подсолевые и

межсоловые структуры устанавливаются с трудом, однако их прогнозирование облегчается с использованием сейсмогравитационного моделирования.

По возрасту рифтогенные бассейны разделяются на рифейско-палеозойские (Днепровско-Донецкий, Средне-Русский, Амазонский, авлакогены внутренних областей Африки) и мезозойские (Мангышлакский, Уренгойский, авлакогены Северной Африки).

Седиментационные бассейны внутриплитных синеклиз, как правило, имеют в своем основании погребенные осевые авлакогены. Для синеклиз характерны пологие брахиморфные структуры, группирующиеся в цепочки вдоль разломов фундамента или образующие платформенные валы. Важную роль играют сводовые поднятия фундамента, располагающиеся по периферии синеклиз. В связи с этим геофизические работы во внутриплитных районах прежде всего направлены на изучение кровли фундамента, что с максимальной эффективностью решается комплексированием аэромагнитных и гравиметрических методов в сочетании с сейсморазведкой КМПВ. При поисках локальных структур ведущую роль играет сейсморазведка ОГТ и гравиразведка повышенной точности. Дешифрирование структурных особенностей осадочного чехла осуществляется обычно с затруднениями и требует применения ландшафтно-индикационных методов и математической обработки данных.

По возрасту НГБ внутриплитных синеклиз разделяются на палеозойские (на докембрийских плитах Евразии, Америки и Африки) и мезозойско-кайнозойские, располагающиеся преимущественно на территории Урало-Монгольского пояса. Наиболее ярким представителем последних является Западно-Сибирский НГБ. Характерную разновидность представляют бассейны с широким развитием траппов, скрывающих расположенные под ними нефтегазоносные структуры (Тунгусский бассейн, бассейны Декана, Параны).

Ландшафтно-геоморфологические условия индикации структурно-тектонических характеристик НГБ заметно различны в пределах следующих ландшафтно-климатических поясов: тундрового, лесного (таежного и тропического), степного (саванны), аридных равнин, гор и впадин. Обособляется также зона ландшафтов, преобразованных сельскохозяйственной деятельностью человека.

В тундровом поясе Северной Америки и Евразии развит преимущественно аккумулятивный ледниковый, флювиальный и прибрежно-морской рельеф. Условия индикации геологического строения здесь достаточно благоприятны ввиду отсутствия растительного покрова и наличия динамических криолитогенных процессов на поверхности.

Лесной пояс занимает значительную часть нефтегазоносных территорий. В высоких широтах для него характерен аккумулятивный ледниковый и денудационно-аккумулятивный флювиальный рельеф, в экваториальном поясе — денудационно-аккумулятивный и аккумулятивный флювиальный. Мощный растительный покров, часто сильно преобразованный вырубками, очень затрудняет распознавание по снимкам ландшафтовых индикаторов, что предопределяет

необходимость применения материалов специальных съемок: многозональных, спектрозональных, радиолокационных и др., а также использование трудоемких ландшафтно-индикационных способов дешифрирования. Лишь в зонах линейных структур краевых систем дешифрирование МКС не вызывает затруднений.

Степной пояс как в равнинных, так и в горных условиях включает значительную часть нефтегазоносных территорий мира. Он обладает преимущественно эрозионно-денудационным рельефом и возможности дешифрирования структур здесь достаточно благоприятны.

Аридный пояс является важнейшим источником нефти и газа. Для него характерен флювиальный аккумулятивный, эрозионно-денудационный и эрозионный горный рельеф, практически полное отсутствие растительности, низкая степень сельскохозяйственного освоения. Материалы различных съемок приносят здесь богатую информацию как о поверхностном, так и о глубинном строении.

Весьма своеобразны условия индикации структур на сельскохозяйственно освоенных территориях, для которых характерен денудационный и аккумулятивный флювиальный рельеф. Вялое течение рельефообразующих процессов и активная техногенная переработка ландшафта сильно затрудняют извлечение со снимков полезной геологу информации. Для индикации нефтегазоносных структур здесь используется преимущественно гидросеть, поэтому полезны снимки, сделанные при низких углах стояния Солнца, и радиолокационные снимки. Однако применение МКС и в этой ландшафтной зоне обеспечивает получение новой, ранее не известной информации о нефтегазоносных структурах.

Категории нефтегазоносных бассейнов по возможностям применения МКС при нефтегеологических исследованиях

Структурно-геодинамические типы НГБ (в скобках их оценка в баллах)	Ландшафтные условия применения МКС (в скобках их оценка в баллах)				
	тундровый пояс (3)	лесной пояс (1)	степной пояс (2)	аридный пояс (3)	зона сельско- хоз. освоения (1)
Краевые системы:					
перикратонные прогибы (1)	II	III	III	II	III
краевые прогибы (3)	I	II	I	I	II
краевые складчато-покровные зоны (1)	II	III	III	II	III
Пассивные окраины континен- тов (1)	II	III	III	II	III
Активные окраины континентов:					
островные дуги (2)	I	III	II	I	III
краевые моря (1)	II	III	III	II	III
Постколлизийные бассейны (3)	I	II	I	I	II
Внутриплитные бассейны:					
рифтогенные (2)	I	II	II	I	II
внутриплитные синеклизы (1)	II	III	III	II	III

Заключение

Таким образом, как структурно-тектонические, так и ландшафтно-геоморфологические условия применения МКС при нефтегеологических исследованиях могут быть оценены в баллах как благоприятные (3 балла), умеренно благоприятные (2 балла) и мало благоприятные (1 балл). Характер сочетания этих факторов и определяет возможности применения космических методов исследований, которые разделяются нами на три категории: I — с высокими возможностями, II — с умеренными возможностями и III — с ограниченными возможностями, и сведены в представленную таблицу.

Кроме теоретических условий, степень практически достижимой эффективности применения комплексирования дистанционных методов зависит также от степени изученности ландшафтных индикаторов геологического строения и от петрофизических характеристик разреза осадочного слоя земной коры, которые не могут быть формализованы и учтены теоретически.

V. A. Bush, I. N. Scherbakova

COMBINING REMOTE SENSING (AEROCOSMIC AND GEOPHYSICAL) TECHNIQUES IN STUDYING PETROLIFEROUS BASINS UNDER DIFFERENT STRUCTURAL-GEODYNAMIC AND LANDSCAPE CONDITIONS

Both airspace and geophysical methods of studying oil-and-gas-bearing basins represent remote-sensing technologies and provide information on different characteristics of geological features; complete information can be obtained only by means of integrated use of the both. In order to identify the mode of integration, it's necessary to differentiate tasks of two sets: tasks of regional study of the basins and tasks of direct prospecting for hydrocarbon accumulations. To solve problems of the first task set methodological principles of independence, completeness, efficiency and consistency of researches, of „feedforward“ and „feedback“ are essential. To solve problems of the second task set research specialization, identification of object-analogs and formalized presentation of the obtained results are the most important.

Airspace methods provide preferentially structural-tectonic information. So opportunities of the integrated remote-sensing method application depend on structural-tectonic characteristics of sedimentary basins. The authors present the description of the main types of geophysical researches and tasks of airspace imagery interpretation, aimed at identification of the following basic sets of sedimentary oil-and-gas-bearing basins.

The first set includes basins of passive continental margins both ancient, reworked into „marginal systems“ during collision with neighbouring continents and island arcs and recent, nonreworked. Among marginal systems the following features are recognized: pericratonal slopes and external (near-platform) edges of foredeeps, tectonic zones of fore deeps overlapped by fold-nappa structures, and passive margin continental slope, overthrust on precollisional shelves („miogeosynclines“). Within the recent passive margins riftgenetic structures of the lower part of sedimentary cover are gently sloping monoclines of the upper part of it are recognized.

The second set includes sedimentary basins of active continental margins. Among them sedimentary „wedges“ of fore — and backarched terraces of island arcs and marginal sea sedimentary basins are distinguished.

The third set comprises postcollisional (intraorogenic) salt-bearing molassic basins. The fourth set includes intraplate basins, divided into riftgenetic structures (aulacogenes and taphrogenes) of the lower structural stage and basins of intraplate

synclises, arranged above axial aulacogenes. The main age generations of the four sets structures are presented in the paper.

Conditions of oil-and-gas-bearing structures recognition on airspace images are discussed against the background of landscapegeomorphological zones. The following of them are particularly important: tundra zone, silvan zone (forests of temperate zone and tropical forests), savanna zone, arid planes, mountains and basins. The conditions of recognition within cultural landscape zones reworked by agriculture, are also discussed.

Depending on combination of structural-tectonic and landscape-climatic conditions all oil-and-gas-bearing basins are divided into three sets: with high, temperate and limited opportunities of remote-sensing method application.

УДК 550.814:[629.783:525]:551.243(470.4+574.1)

В. Я. ВОРОБЬЕВ

Информативность дистанционных методов при зональном и локальном прогнозировании структур и их нефтегазоносности в Прикаспийской впадине

Специфической особенностью задач прогнозирования структурных ловушек и оценки их нефтегазоносности является широкое использование косвенных показателей. Оптимальное их применение в конкретных регионах зависит от правильного выбора информативного комплекса показателей, их качества, плотности распределения и от выбора методов, позволяющих преобразовывать распределение этих показателей в прогнозируемые элементы геологических объектов.

При этом основной задачей при комплексной обработке данных косвенных методов является усиление эффектов от прогнозируемого фактора и ослабление действия других факторов, которые в зависимости от цели исследования являются помехами. Технология обработки информации состоит из следующих этапов.

1. Сбор фактического материала, представляющего интерес для решения задач прогнозирования, и оформление его в общую матрицу геолого-геофизических, геохимических и дистанционных показателей по заранее выбранному закону описания фактографической информации.

2. Анализ взаимосвязи косвенных показателей, включающий корреляционный анализ, выделение независимых комплексов признаков, выделение информативных показателей, сведение зависимых признаков к одному комплексному показателю.

3. Построение моделей отражения на основе применения регрессионного анализа и метода последовательных приближений.

4. Построение целевой функции, выбор ограничений и прогнозирование геологических объектов или параметров путем оптимизации целевой функции при определенных граничных условиях изменчивости косвенных показателей.

Главный результат построения таких моделей — получение целевых функций, позволяющих прогнозировать структурные неоднородности осадочного чехла на основе косвенной информации с построением соответствующих прогнозных карт. Поиск перспективных на нефть и газ объектов в комплексной интерпретации данных сводится к решению оптимизационной задачи теории поиска, а целевая функция в данном случае будет отражать взаимосвязь структурного фактора с ранее установленным информативным набором геолого-геофизических, геохимических и дистанционных показателей.

Полученные прогнозные уравнения рассматриваются как модели, в которых установлены связи между условиями выполнения поиска и его результатами. Построение математической модели оптимального способа поиска требует выделения всех наиболее существенных факторов и условий, определяющих как состояние и развитие процесса поиска, так и возможное управление этим процессом. Экспериментальная модель задается целевой функцией многих переменных и их ограничениями с помощью уравнений или неравенств. Оптимальный алгоритм поиска приводит к глобальному максимуму или минимуму целевой функции с помощью численных методов математического программирования.

Область определения поставленной задачи находится из анализа карт, отображающих характер распределения косвенных показателей. По картам выделяются граничные условия их изменчивости, задаются нижний и верхний пределы, при которых косвенные показатели могут отвечать условиям поставленной поисковой задачи, а процесс оптимизации целевой функции позволяет получить конкретные значения косвенных показателей, при которых будет выполняться условие поиска объекта. По картам изменчивости геолого-геофизических, геохимических и дистанционных показателей устанавливаются зоны, отвечающие условию поиска, а успех решения задачи поиска обусловлен наличием области пересечения таких зон.

В пределах Прикаспийской впадины и ее обрамления анализ структурного соответствия между разновозрастными горизонтами позволил выделить три типа структур: с полным упорядоченным плановым соответствием, для которых амплитуды по различным горизонтам равны, с полным неупорядоченным плановым соответствием, когда амплитуда структур увеличивается с глубиной, и с обратным соотношением структурных планов.

Так как основное назначение классификации структур по соотношению структурных планов заключается в возможности ее использования при решении прогнозных задач, то основу технологической схемы классификации структур составляет принцип отображения геометрии глубокозалегающих структурных поверхностей в структурных и палеоструктурных показателях верхней части осадочной оболочки. Установленное преобладание унаследованного и инверсионного развития локальных поднятий предопределяет, исходя из общей классификации структур, выявление унаследованных, погребенных и навешанных типов структур с дополнительным их под-

разделением на классы в зависимости от времени образования и истории их развития. Для погребенных структур выделено два класса. К первому относятся типично погребенные структуры однофазного формирования, которые были образованы в девонское время и не находят отражения в вышележащих отложениях. Ко второму принадлежат структуры двухфазного формирования, имеющие отражение в каменноугольных отложениях в виде замкнутого поднятия, структурного носа или террасы, зон сокращенных мощностей. К типу унаследованных отнесены структуры с полным и неполным упорядоченным соотношением структурных планов, когда структуры по древним отложениям отражены вплоть до новейших образований в виде замкнутых структурных форм, структурных носов или террас как со смещением свода структур, так и без смещения. Для унаследованно развивающихся структур можно выделить структуры однофазного, новейшего этапа формирования, когда амплитуды структур по различным горизонтам осадочного чехла примерно равны, и структуры многофазного формирования, когда амплитуды их выносятся вверх по разрезу.

В зонах инверсионного развития выделяется группа навешанных типов структур однофазного и многофазного формирования. В зависимости от наклона исходных структурных поверхностей и изменения региональных наклонов во времени замкнутые структурные формы разной амплитуды образовались в различных частях стратиграфического разреза. Выделяются структуры однофазного формирования, связанные с инверсионным развитием авлакогенов в новейший этап тектогенеза, и структуры многофазного формирования, у которых одно крыло образовалось в древнее время, а противоположное — в новейший этап тектогенеза. Такие структуры, как правило, осложняют краевые зоны авлакогенов.

Изменение амплитуд роста структур во времени (рис. 1) обнаруживает четко выраженное сочетание цикличности и направленности. Максимумы и минимумы значений этих показателей падают на завершающие этапы каледонского, герцинского и новейшего этапов тектогенеза. При этом положительные тектонические движения имеют слабую тенденцию некоторого увеличения прироста амплитуд к новейшему этапу тектогенеза, а отрицательные движения — четкую тенденцию к уменьшению амплитуд к тому же периоду. Наиболее закономерно изменяется во времени средняя величина амплитуды, которая варьирует от -12 м для среднего девона до $+35$ м в новейший этап тектогенеза. Несмотря на непрерывное во времени развитие различных локальных поднятий отмечается усиление их формирования в завершающие этапы тектогенеза. Лишь для структур, испытавших отрицательные структуроформирующие движения, имеется четко выраженная тенденция к уменьшению их числа со временем. Так, в завершающую стадию каледонского тектогенеза 80 % проанализированных структур испытывали отрицательные структуроформирующие движения, в герцинский этап их количество уменьшилось до 35 %, а в новейший этап тектогенеза они составили 15 %. Таким образом, все рассмотренные

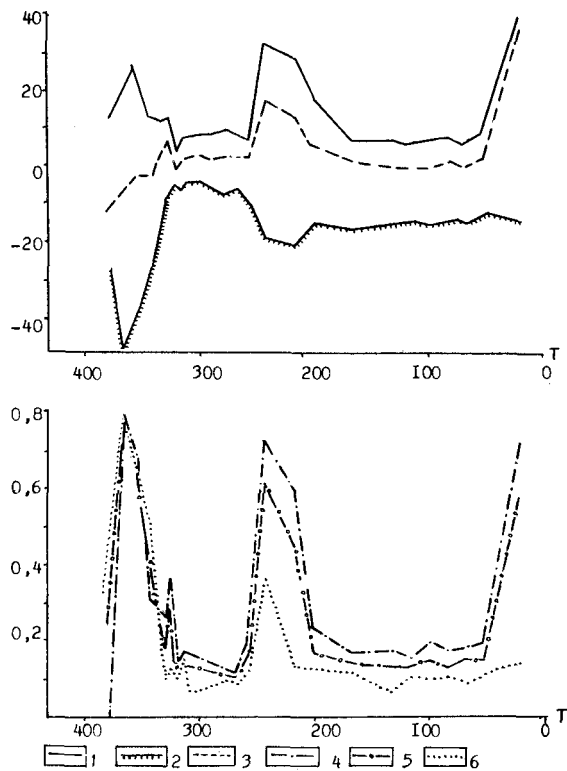


Рис. 1. Развитие локальных структур юго-востока Русской плиты во времени: 1-3 — средняя амплитуда движений: 1 — положительных, 2 — отрицательных, 3 — всех других; 4-6 — отношение числа поднятий, испытавших структуроформирующие движения положительные (4), отрицательные (5) и все другие (6), к общему их количеству.

типы структур, кроме погребенных однофазного формирования, составляющих в рассматриваемом регионе менее 10 %, находят отражение в структуре и (или) палеоструктуре верхней части осадочной оболочки. Установленные закономерности формирования и истории развития локальных структур дают теоретическое обоснование для использования структурных, палеоструктурных, неотектонических, структурно-геоморфологических и других косвенных методов для прогнозирования геометрии глубокозалегающих структурных поверхностей.

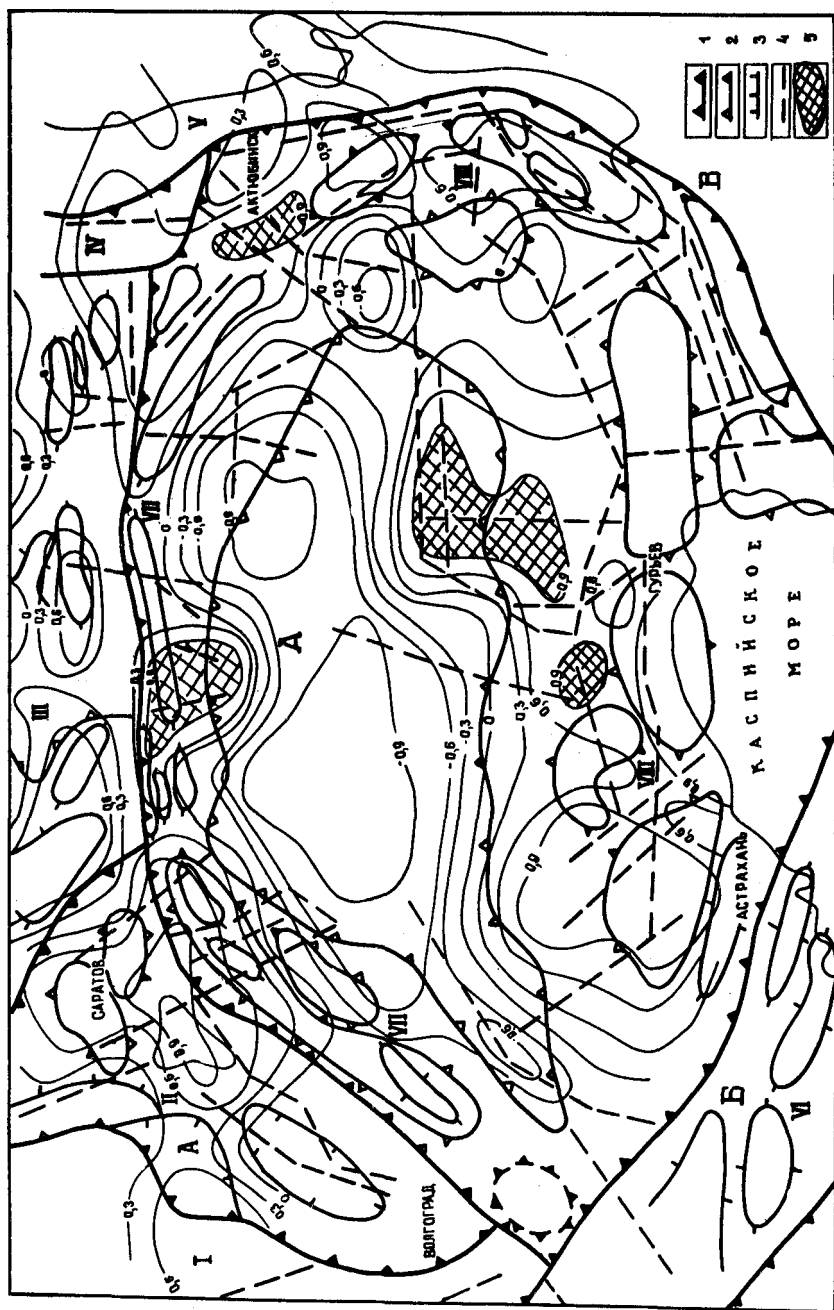
Закономерности соотношения различных типов локальных структур и приуроченность их к тектоническим элементам более высокого порядка позволили в Прикаспийском регионе выделить пять направлений поисково-разведочных работ с определенным типом структурных ловушек и соответствующей методикой их прогнозирования по комплексу различных методов. Для прогнозирования структур дана количественная оценка информативности морфометрических и неотектонических данных, спрямленных элементов эрозивной сети, данных дешифрирования аэрокосмофотоматериалов, структурных, палеоструктурных, геотемпературных и геохимических показателей. В зависимости от глубинности, разрешающей способности и стадии поисково-разведочных работ определены информативные ряды кос-

венных геологических, геофизических, геохимических и структурно-геоморфологических показателей.

Наибольшей информативностью для прогноза геометрии глубокозалегающих структурных поверхностей обладают структурные и палеоструктурные показатели верхней части осадочной оболочки, в которых находит четкое отражение геометрия структурных поверхностей более древнего возраста, а в сложных геолого-тектонических условиях Прикаспийской впадины коррекция этих показателей позволяет прогнозировать геометрию и подсолевых структурных поверхностей. Полученные закономерности имеют принципиальное значение, открывая возможность с помощью изучения структуры надсолевых отложений, изменение которой обычно связывается лишь с соляным тектогенезом, прогнозировать платформенные структуры в подсолевых отложениях. В условиях Прикаспийской впадины был опробован предложенный подход и при интерпретации сейсморазведочных данных. Построенные модели позволили осуществить прогноз как по отдельным профилям, так и в площадном варианте глубин залегания и времен регистрации отражения от подсолевых горизонтов в местах, где их корреляция затруднена из-за сложного поведения поверхности соли. И в этих условиях их информативность оказалась высокой.

Таким образом, получение количественных оценок степени отражения древнего структурного плана в структуре верхней части осадочной оболочки дает возможность использовать косвенные показатели, доставляемые структурным бурением и сейсморазведкой, для прогнозирования геометрии глубокозалегающих структурных поверхностей. В предложенной методике прогнозирования на основе информации о структуре верхней части осадочной оболочки эффективно используется принцип унаследованности, а введение в качестве независимых переменных пространственных координат или их функций позволяет учитывать как региональные изменения в пространстве мощностей, так и смещение сводов структур в различных стратиграфических горизонтах.

Оценка информативности дистанционных данных осуществлялась путем анализа взаимосвязи оптической плотности космических снимков и линейментов различного простираения с геологическими и геофизическими параметрами. Обработке подвергались региональные космические снимки (КС) в зоне спектра 590—710 нм. Опыт применения КС в области освоения природных ресурсов показал, что они содержат информацию преимущественно о тектонических структурах. В связи с большим объемом получаемой информации автоматизация и создание технологических схем обработки и интерпретации космической информации представляет сейчас наиболее актуальную проблему, решение которой будет способствовать широкому внедрению такого рода информации в практику поисково-разведочных работ на нефть и газ. Использование космической информации для решения прогнозных задач осуществлялось в оптимальном сочетании традиционных методов обработки с количественным структурным анализом изображений на ЭВМ.



Ввод фотоизображений в ЭВМ производился с помощью факсимильного аппарата «Штрих-М», сопряженного с управляющим комплексом М-6000. Автоматизированная система ввода содержит четыре компонента: аппаратную часть, программы обеспечения устройства ввода, устройство вывода (предназначенное для оценки качества ввода и визуализации результатов обработки), комплекс программ обработки снимка.

Система ввода изображений в ЭВМ обеспечивает сканирование снимка размером 180×180 мм с шагом 0,25 мм и скоростью 120 строк в минуту, позволяет определять яркость снятых из космоса земных объектов и переводить ее в соответствующие числа, значения которых зависят от оптической плотности изображений на снимке. В дальнейшем цифровой код снимка использовался для количественной интерпретации совместно с другими геолого-геофизическими показателями.

Для территории Прикаспийской впадины и ее обрамления построена серия карт, характеризующих оптическую плотность КС, плотность линеаментов, аномалии по комплексу геофизических и структурно-геоморфологических показателей. Анализ взаимосвязи этих показателей позволил выявить факторы, наиболее существенно влияющие на распределение оптической плотности КС. Это глубина залегания фундамента, амплитуда новейших тектонических движений, высота рельефа и его расчлененность, аномалии гравитационного и магнитного полей. Статистические методы обработки и интерпретации КС позволили осуществить направленную фильтрацию оптической плотности КС с целью усиления эффекта от геоструктурных условий и различия аномалий, обусловленных влиянием рельефа, растительности и других структурно-геоморфологических факторов от остаточных аномалий, несущих структурную информацию. Лишь тщательный анализ факторов, обуславливающих наличие аномалий в оптической плотности КС, позволяет вычленить ту информацию, которая имеет отношение к аномальному распределению геологических факторов. Приподнятым блокам в Прикаспийской впадине соответствует увеличение плотности линеаментов, уменьшение оптической плотности КС, увеличение ее градиента, наличие положительных остаточных аномалий оптической плотности, освобожденных от влияния геофизических и структурно-геоморфологических показателей. Показано, что на КС находят отображение в первую очередь геодинамические процессы, напряженное состояние различных блоков земной коры. При этом неотектони-

Рис. 2. Схема распределения коэффициента сходства с приподнятыми и опущенными блоками земной коры:

1-3 — границы тектонических элементов: 1 — крупнейших (антеклизы, гряды, синеклизы, краевые прогибы); 2 — крупных (своды, мегавалы, зоны поднятий, впадины, прогибы), 3 — средних (валы, куполовидные поднятия, антиклинальные зоны, депрессии); 4 — региональные разрывные нарушения; 5 — прогнозируемые по данным обработки КС приподнятые зоны в подсолесевых отложениях.

Буквами на схеме обозначены плиты: А — Русская, Б — Скифская, В — Туранская; цифрами даны другие тектонические элементы: 1 — Воронежская антеклиза, 2 — Рязано-Саратовский прогиб, 3 — Волго-Уральская антеклиза, 4 — Предуральский краевой прогиб, 5 — Уральская складчатая система, 6 — криж Карпинского, 7 — Волгоградско-Оренбургская система поднятий Прикаспийской впадины, 8 — Астраханско-Актюбинская система поднятий Прикаспийской впадины.

ческие движения могут быть еще не отражены в структурно-вещественных ассоциациях верхнего этажа, а изменение физико-механических характеристик деформирующихся участков земной коры будет отражаться на КС.

С использованием набора информативных параметров на Прикаспийскую впадину и ее обрамление построена региональная схема распределения коэффициента сходства с приподнятыми и опущенными блоками земной коры (рис. 2). Большинство известных поднятий внутренней части бортовой зоны Прикаспийской впадины хорошо отображаются в изолиниях коэффициента сходства с приподнятыми блоками. Вместе с тем на прогнозной карте контуры Астраханского свода более обширны, чем по данным сейсморазведки. Северо-западное продолжение его отделяет Центрально-Прикаспийскую депрессию от Сарпинского мегапрогиба. Выделяются новые объекты, интерпретируемые в качестве приподнятых зон южнее Деркульского вала, к западу от Сарыкумака, и другие.

Таким образом, в условиях дефицита параметрического материала и неоднозначности в интерпретации сейсморазведочных данных комплексирование космогеологических и геофизических методов исследований значительно увеличивает объем информации о структуре осадочного чехла и позволяет более уверенно прогнозировать геометрию глубокозалегающих структурных поверхностей.

V. Ya. Vorob'ev

INFORMATIVITY OF REMOTE SENSING METHODS IN ZONAL AND LOCAL PREDICTING STRUCTURES AND HYDROCARBON POTENTIALS IN THE PRE-CASPIAN DEPRESSION

The technique of the oil and gas exploration by means of the indirect properties has been realized in form of the information processing system consisting of the information retrieval system and the application program packages. For the Caspian area it is given numerical estimation of the valuable data on morphometric and neotectonic properties, erosional pattern characteristic, aerospace photo interpretation deciphering, structural, paleostructural, and geophysics and geochemical properties for the forecasting of the structural heterogeneity of sedimentary mantle and its oil and gas content. The informative traits of the indirect geologic, geophysics, geochemical and remote data has been developed in relation to depth, resolution and prospecting stage.

УДК [550.834.32:553.98]:551.263.12(571.5)

В. Л. КУЗНЕЦОВ, В. М. МАРКОВ, А. С. САЛЬНИКОВ,
В. В. ТИТАРЕНКО

Площадные зондирования квазиголовными волнами при поисках нефтегазоперспективных структур под траппами на Сибирской платформе

Сибирская платформа, особенно ее Тунгусская синеклиза, являются исключительно сложным геологическим объектом для проведения сейсмических исследований МОГТ. Это связано с тем, что разрез осадочного тонкослоистого чехла (особенно его верхняя часть) интенсивно насыщен высокоскоростными трапповыми формациями, суммарная мощность которых меняется от первых десятков метров до 400 м на юге и до 1000—1200 м в центральной и северной областях. Прихотливый характер распределения траппов определяет множество волн-помех — многократно отраженных, отраженно-преломленных, преломленно-отраженных, рефрагированных, боковых, создающих устойчивое интерференционное волновое поле, на фоне которого выделение полезных сигналов весьма затруднено. Кроме того, трапповые тела представляют собой источники образования многочисленных дифрагированных волн и являются причиной интенсивного рассеивания поля проходящих волн. В целом модель верхней части осадочного чехла можно представить как гетерогенную среду, которая обуславливает рассеивание регулярных проходящих волн определенной длины. Все это приводит к существенному снижению информативности основного метода исследований и к низкой его эффективности при поисках нефтегазоперспективных структур под траппами.

В связи с этим нами были проведены исследования с целью выяснения эффективности использования преломленных волн при изучении строения осадочного чехла под траппами. В результате удалось показать, что осадочный чехол Сибирской платформы исключительно благоприятен для формирования устойчивых преломленных (квазиголовных) волн. Имеются физические предпосылки для прослеживания около четырех преломляющих границ, освещающих весь разрез осадочного комплекса. Прослеживаемость преломляющих границ высокая (около 80 %), и она не зависит от смены стратиграфических комплексов, слагающих наиболее неоднородную и интенсивно насыщенную траппами верхнюю часть разреза. Эти данные позволили сделать вывод о целесообразности использования метода преломленных волн в комплексе с МОВ с целью повышения эффективности сейсморазведки в целом при изучении осадочного чехла.

Проведенное обобщение материалов сейсмических зондирований осадочного чехла преломленными волнами позволило составить схему районирования территории Тунгусской синеклизы по сейсмичес-

ким моделям осадочного чехла, на которой показано, что в северо-западной части этого региона наблюдаются устойчивые преломленные волны, связанные с отложениями верхнего палеозоя, ордовика и нижнего кембрия (костинской свиты). Наибольшим интервалом прослеживаемости (около 15 км) характеризуется волна, связанная с костинской свитой. Общая мощность этой свиты составляла 1400—1500 м. Она представлена в основном рифогенными доломитами и характеризуется почти полным отсутствием терригенных прослоев [1].

Перекрывается костинская свита отложениями летнинской свиты, относящейся к среднему и верхнему кембрию. Эти породы иногда залегают на образованиях костинской свиты с размывом и характеризуются повышенной глинистостью, что приводит к снижению скорости распространения волн в них.

Важной особенностью костинской свиты с позиции сейсморазведки является ее структурная и литолого-фациальная монотонность в региональном плане, определившаяся в результате длительного устойчивого режима морского платформенного осадконакопления. Это и объясняет стабильное прослеживание преломленной на ее поверхности волны с практически постоянной граничной скоростью. Платформенный характер осадконакопления определяет малые углы наклона пород ($0-2^\circ$) и соответственно пологие структурные формы. Однако активные тектонические движения, проявлявшиеся в том числе и в нижнем кембрии, привели к образованию положительных и отрицательных структурных форм I—III порядков и различной интенсивности разрывов среды.

Эти представления допускают существование трех основных моделей преломляющей границы, связанной с костинской свитой: моноклиальная пологозалегающая поверхность, положительная (или отрицательная) локальная структура на моноклиальной или горизонтальной поверхности и уступообразный разлом.

Модели преломляющей границы и характеристики головной волны (устойчивое прослеживание, высокая интенсивность и значительный интервал наблюдения ее в качестве первой волны) являются исключительно благоприятными для применения дискретных систем наблюдений. Они определили возможность постановки задач пространственного изучения структуры осадочного чехла площадными дискретными наблюдениями преломленных волн.

Очевидно, что решение этой задачи можно проводить КМПВ в его традиционном варианте по определенной системе профилей, обеспечивающей поиск структур. Однако этот метод требует продолжения прямолинейных профилей и применения тяжелой техники бурения и транспортировки. Все это в условиях труднопроходимой местности северной части Тунгусской синеклизы является весьма трудоемким и дорогим делом, и поэтому рациональнее этот испытанный метод использовать, в основном, на отдельных профилях, выполняющих роль опорных.

Основной объем наблюдений рационально выполнять дискретными наблюдениями с применением авиатранспорта. Здесь имеются

два направления. Одно из них связано с использованием элементов профильных наблюдений. Такие системы широко опробованы, и они характеризуются высокой геологической эффективностью при решении задач региональной геологии [2]. Однако, использование таких систем наблюдения и соответствующего аппарата интерпретации преломленных волн приводит к существенному искажению локальных структурных особенностей объектов, горизонтальные размеры которых меньше максимальной базы наблюдения. В связи с этим представляется рациональным использовать другое направление, суть которого заключается в том, что вся площадь равномерно покрывается площадной подсистемой наблюдений, представляющих собой квазиравномерное расположение на площади регистрирующих станций типа «Тайга-2» с внешними по отношению к ним источниками упругих колебаний. Каждая такая подсистема позволяет получить встречные поверхностные годографы на площади около 100 км^2 с плотностью одно наблюдение на $9-10 \text{ км}^2$.

Такая система наблюдений может быть проинтерпретирована как традиционными способами [2], так и способом t_0 — редуцированный (t_0^r), который позволяет сохранить и выявить локальные особенности структурного плана. Способ этот заключается в определении значений граничной скорости, расчета редуцированных поверхностных годографов и средних значений встречных редуцированных времен, в определении и учете значений вертикальных времен под пунктами взрыва с целью исключения влияния кривизны преломляющей поверхности [3] и в расчете значений глубины под точками наблюдений. При этом используется аппарат подавления высокочастотных помех, связанных со скоростными неоднородностями верхней части разреза.

Оценка эффективности методики дискретных площадных систем наблюдений преломленных волн была проведена на Ирбуклинской и Онекской площадях в северной части Тунгусской синеклизы с целью выявления возможности применения пространственных зондирований преломленными волнами для изучения строения осадочного чехла под траппами по преломляющему горизонту в костинской свите нижнего кембрия. На этой территории пробурен ряд колонковых скважин, по разрезам которых можно судить о сложности строения верхней части разреза (рис. 1).

Основной неоднородностью являются трапповые тела, суммарная мощность которых меняется от 400 до 700 м и более. Существенным образом меняются также мощности осадочных вмещающих пород. Геологические разрезы верхней части осадочного комплекса и графики пластовых скоростей не коррелируются, что позволяет модель строения верхней части разреза представить как блочную со случайным распределением средних скоростей распространения сейсмических волн.

В этих условиях на площади около 6000 км^2 было отработано 22 подсистемы. В процессе работ был получен материал в основном хорошего качества. Обработка и интерпретация данных площадных зондирований преломленными волнами проводилась

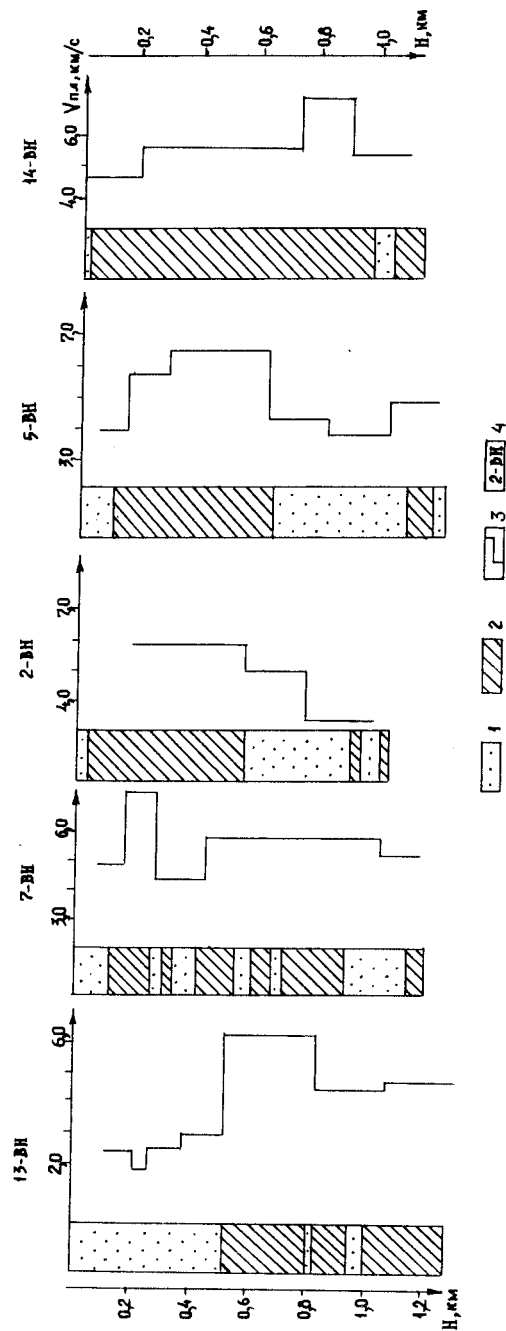


Рис. 1. Строение верхней части разреза севера Тунгусской синеклизы по данным бурения и сейсмического каротажа: 1 — вмещающие осадочные породы; 2 — трапповые интрузии; 3 — графитовые интрузии; 4 — номера колонковых скважин.

по алгоритму t_0 — редуцированный, основные составляющие которого описаны выше. Была составлена схема распределения значений граничной скорости на площадь исследований, которая в совокупности с данными о средней скорости распространения волны до преломляющего горизонта позволила построить схему строения рельефа преломляющей поверхности в верхах костинской свиты нижнего кембрия (рис. 2).

В региональном плане наблюдается общее погружение кровли костинской свиты в северном направлении от отметок $-2,0$ км в южной части площади до $-2,9$ км на севере.

Весь структурный план можно разделить на две зоны: относительно приподнятую — южную и погруженную — северную. Относительно приподнятая зона хорошо оконтуривается на севере изолинией $-2,5$ км. Можно предположить, что выделенная приподнятая зона является северной перекиналью Сурингдаконского свода.

Региональный структурный план осложнен структурными элементами более высокого порядка. Наиболее ярким из них является непосредственно Ирбуклинская антиклинальная изометричная структура, почти полностью оконтуренная изолинией $-2,4$ км. Горизонтальные размеры структуры составляют 20×30 км, площадь около 600 км², амплитуда более 200 м. По этим параметрам ее можно охарактеризовать как крупноамплитудную структуру. Наиболее приподнятая часть этой структуры смещена на $5-6$ км к северо-востоку от пробуренной Ирбуклинской скважины.

В западной части площади в региональной приподнятой зоне изолинией $-2,2$ км намечается, вероятно, перекиналь также крупноамплитудного, значительного по площади поднятия, амплитуда которого около 300 м.

В центральной части площади к востоку от озера Онека выделяются две небольшие структуры: положительная (по изолинии $-2,3$ км, амплитудой около $100-150$ м и площадью около $80-100$ км²), примерно совпадающая с выделяемым ранее Неконгдаконским поднятием, и отрицательная (по изолинии $-2,5$ км, амплитудой более 300 м, площадью около 150 км²).

В целом, в результате исследований площадными зондированиями преломленными волнами, выявлено и почти полностью оконтурено крупноамплитудное Ирбуклинское локальное поднятие, представляющее интерес с позиции нефтегазопромысловых работ, и ряд других локальных поднятий, которые требуют доразведки.

Результаты площадных сейсмических зондирований преломленными волнами сопоставлены с данными двух глубоких скважин ВН-1 и Ирб-1, пробуренных ранее на этой площади, и с данными КМПВ, выполненными на этой площади в качестве опорных. Сопоставление показало, что глубины, полученные по данным зондирований, увязываются с точностью 50 и 60 м с кровлей костинской свиты соответственно по скважинам ВН-1 и Ирб-1, с данными КМПВ — с равнозначной точностью. Это обеспечивает возможность выявления поднятий с амплитудой 200 м и более.

Таким образом, в результате сейсмогеологических исследований

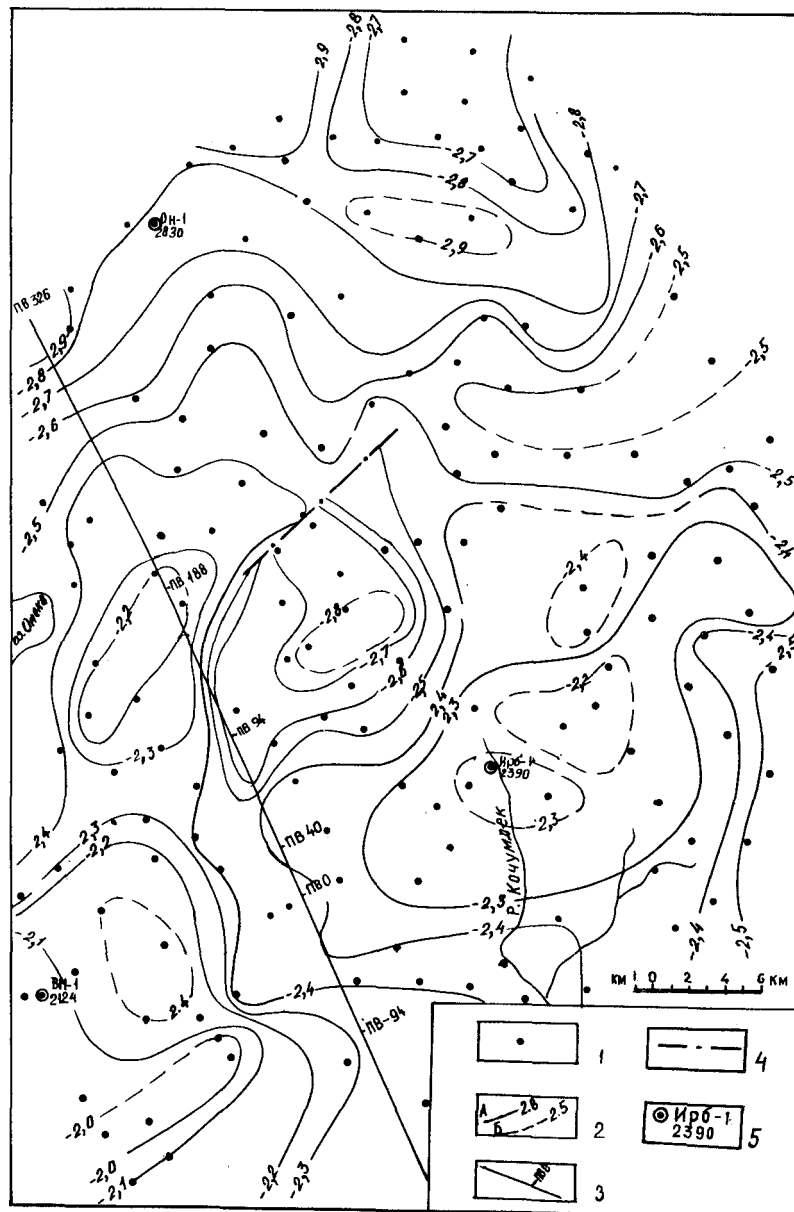


Рис. 2. Структурная схема по преломляющему горизонту II (ϵ_{kst}) Ирбуклинской и Онежской площадей:

1 — точки определения глубин; 2 — изолинии по поверхности преломляющего горизонта II, км; А) достоверные, Б) предполагаемые; 3 — профиль КМПБ; 4 — предполагаемый разлом; 5 — глубокие скважины с указанием номера и глубины (в м) до кровли костинской свиты.

обоснована целесообразность использования преломленных (квазиголовных) волн с целью изучения структуры осадочного чехла Сибирской платформы в условиях, где эффективность традиционного метода ОГТ чрезвычайно низка.

Показано, что методика площадной сейсморазведки преломленными (квазиголовными) волнами характеризуется высокой информативностью и геологической результативностью. Ее применение обеспечивает обнаружение крупноамплитудных структур по горизонтам осадочного чехла под мощным покровом трапповых тел.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы. /Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. — М.: Недра, 1981. — 552 с.
2. Методика и аппаратура для региональных сейсмических исследований в труднодоступной местности и их применение в Сибири. /Н. Н. Пузырев, Г. Д. Бабаян, Г. В. Егоров и др. — Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1978. — 273 с.
3. Шериф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка. — М.: Мир, 1987, т. 1. — 447 с.

V. L. Kuznetsov, V. M. Markov,
A. S. Salnikov, V. V. Titarenko

APPEAL SOUNDING BY QUASI-HEAD WAVES WHILE SEARCHING FOR PROSPECTIVE STRUCTURES BENEATH THE TRAPS ON THE SIBERIAN PLATFORM

The zone of trap extensive distribution on the Siberian Platform, which lies within the Tunguska syncline, is so complex geological object for reflection studies in different modifications, that problem solution, associated with potential oil and gas structure prospecting in a number of districts, is practically impossible. As a result, there have been conducted investigations to find out the efficiency of refracted wave application in studies of the sedimentary cover structure. They indicated, that the Tunguska syncline sedimentary cover is favourable for steady refracted (quasi-head) wave development. There are physical prerequisites for observations of about four refracting interfaces, giving an idea of sedimentary complex section. Tracing of refracting interfaces is high (about 80%), it is independent of stratigraphic complex changes, forming the upper part of the section, i. e. the same in zones, favourable and unfavourable for reflection method. Data of these investigations made it possible to draw a conclusion on advisability of quasi-head wave application in prospecting for local structures beneath traps.

Regions of high efficient application of areal quasi-head wave observations for studying the Lower Cambrian Kostinka formation surface is defined according to general conclusion.

It is shown, that structural and lithofacies homogeneity of this formation, formed as a result of the long stable regime of sea platform sedimentation, appeared to be favourable to use highly technological systems of seismic observations. Possible models of the Kostinka formation surface and rational system for seismic observations of quasi-head waves are given. The main point of this system is that the area of investigations gets covered with quasi-uniform system of discrete observations, which consists of subsystems, horizontal dimensions of which are determined by the interval

of stable registration for the quasi-heard wave, associated with the Kostinka formation surface. Wave registration is carried out from „n“ — paired sources, located on different sides of the subsystem. Interpretation method of such observations is developed and based on the use of reversed reduced surface traveltimes. This method ensures the detection and localization of structural features, those dimensions are significantly smaller, than regions for observations of quasi-head waves. It is pointed out, that the adopted observational system and its interpretation method allows us to reduce near-surface inhomogeneity effects, connected with the development of traps and tuffs at the top of the sedimentary cover.

Results of studies by areal quasi-head wave soundings are listed. Investigations have been conducted over the area of approximately 3000 km². High-amplitude structure of about 600 km², potential for oil and gas, has been detected at this area under traps.

Areal seismic quasi-head wave sounding results are compared with deep drilling data. It is indicated, that the Kostinka formation surface is represented with an accuracy to 50 m. The possibility and efficiency of this technique application is stated not only in studies of sedimentary structures, but also in detailed investigation of basement surface.

УДК [550.834.53 + 550.837.6] :553.98

В. В. ТИКШАЕВ, М. Т. АБДУЛВАЛИЕВ, В. Г. ОСИПОВ,
Н. П. СМИЛЕВЕЦ, В. А. ГЛЕЧИКОВ

Сейсмоэлектромагнитный метод поиска нефти и газа на базе единой технологии

Значительную помощь геологам при поисках неантиклинальных ловушек нефти и газа, зон с улучшенными коллекторскими свойствами, контуров нефтегазовых залежей, а иногда и при прямом поиске нефти и газа может оказать наряду с сейсмическим использованием и электрического изображения геологической среды.

При этом электрическое изображение (или более строго — изображение геоэлектрического разреза) должно быть сопоставимым по детальности и разрешенности (хотя и нетождественным) с сейсмическим. Такое изображение можно получить, применяя единую технологию сейсмической и электромагнитной разведки.

Рассмотрим теоретические и практические аспекты проблемы создания единого сейсмоэлектромагнитного метода исследования геологической среды при поисках нефти и газа.

Геологическую среду можно охарактеризовать шестью физическими параметрами, три из которых определяют упругие свойства (λ_s, μ_s, ρ_s) и три — электромагнитные свойства ($\epsilon_E, \mu_E, \rho_E$), где λ_s, μ_s — упругие постоянные Ламе, ρ_s — плотность среды, ϵ_E и μ_E — соответственно абсолютные диэлектрическая и магнитная проницаемость, ρ_E — удельное электрическое сопротивление. Известно, что

потенциалы сейсмического (ψ) и электромагнитного (\vec{A}) полей в идеально-упругой среде определяются (в точках среды без источников) уравнениями:

$$\Delta\psi = \frac{1}{V_{SP}^2} \frac{\partial^2 \psi}{\partial t^2}, \quad (1)$$

$$\Delta\vec{A} = \frac{1}{V_E^2} \frac{\partial^2 \vec{A}}{\partial t^2} + \frac{\mu_E}{\rho_E} \frac{\partial \vec{A}}{\partial t}, \quad (2)$$

где Δ — оператор Лапласа, ψ — потенциал поля волн продольных или векторный потенциал поля волн поперечных, \vec{A} — векторный потенциал электромагнитного поля, $V_{SP} = \sqrt{(\lambda_s + 2\mu_s)/\rho_s}$ — скорость продольных волн, $V_{SS} = \sqrt{\mu_s/\rho_s}$ — скорость поперечных волн, $V_E = (\epsilon_E \mu_E)^{-1/2}$ — скорость распространения электромагнитного возмущения в отсутствие электропроводности среды.

Телеграфное уравнение (2), описывающее распространение электромагнитного поля, отличается от волнового уравнения (1), характеризующего распространение сейсмических волн, наличием слагаемого $(\mu_E/\rho_E) \partial \vec{A}/\partial t$, обусловленного токами проводимости. В средах с бесконечно большим электрическим сопротивлением токи проводимости отсутствуют и это слагаемое равно нулю, вследствие чего уравнение (2) становится волновым и используется в теории радиолокационных методов. В средах с большой электропроводностью первое слагаемое правой части (2), описывающее токи смещения, существенно меньше второго слагаемого, и уравнение (2) вырождается в уравнение теплопроводности, характеризующее распространение квазистационарного электромагнитного поля. Решение уравнения теплопроводности лежит в основе теории всех электромагнитных методов, используемых при нефтегазописковых работах. Это уравнение описывает процесс диффузии электромагнитного поля в земле, принципиально отличающийся от волнового процесса распространения сейсмической энергии. Вследствие этого длительное время постановка вопроса о создании сейсмоэлектромагнитного метода на основе единой технологии не имела смысла.

Многочисленными работами советских и зарубежных исследователей показано, что в горных породах в естественном их залегании под действием электрического тока возникает их вызванная поляризация электрохимической природы, порождающая дополнительные переменные токи, которые в общем случае взаимодействуют с токами электродинамического происхождения. Формально действие вызванной поляризации учитывается введением частотной дисперсии электрического сопротивления (или электропроводности $\sigma = 1/\rho_E$). При этом действие мнимой части диспергирующей электропроводности аналогично действию некоторой кажущейся (эффективной) диэлектрической проницаемости, то есть существует

связь $\varepsilon_{\text{ЕК}} = I_m \sigma(\omega)$. Влияние вызванной поляризации, особенно ее относительно высокочастотной составляющей, приводит к росту эффективного значения диэлектрической проницаемости в некотором диапазоне частот, что эквивалентно увеличению первого слагаемого правой части уравнения (2). При определенных условиях это слагаемое становится измеримым на фоне преобладающей по величине, но медленно меняющейся составляющей природы, обусловленной токами проводимости электродинамической природы.

В этом случае, который можно назвать квазиволновым приближением, появляются сходные элементы в процессах возбуждения и распространения сейсмической и электромагнитной энергий, что послужило обоснованием для создания единой технологии сейсмического и электромагнитного методов геофизической разведки.

Основными принципами единой технологии являются: импульсное возбуждение сейсмического и электромагнитного полей в широком диапазоне частот, измерение сейсмического и электромагнитного сигналов в ближней зоне источника, использование систем наблюдения с многократным перекрытием баз наблюдения, применение пространственно-временных способов накопления сигналов и их фильтрации, высокочастотная фильтрация сигналов при измерении и обработке данных и другие.

Возбуждение электромагнитного поля осуществляется импульсами в виде ступенчатого изменения тока или импульсами конечной длительности, имеющими прямоугольную, треугольную, или более сложную форму. Спектр импульсов электромагнитного поля может быть близок к спектру сейсмического импульса, возбуждаемого взрывным источником. В качестве источников тока применяются серийные генераторные группы ЭРС-67 и начали использоваться МГД-генераторы, развивающие силу тока в нагрузке до 7—8 кА. Для повышения соотношения сигнал/помеха в электромагнитном методе и в сейсморазведке при использовании невзрывных источников колебаний применяются также кодоимпульсные последовательности.

Среди электромагнитных методов наиболее близким аналогом сейсмического метода отраженных волн (МОВ) является метод зондирования становления поля в ближней зоне (ЗСБ), поэтому указанные методы используются для создания единой технологии сейсмоэлектромагнитной разведки.

Для измерения сигналов в электромагнитном методе применяется многоканальная станция, в частности, сейсмическая станция «Прогресс», в которой частотная характеристика каналов расширена в область низких частот. Станция снабжена также специализированным устройством для визуализации на плоттере и дисплее сигналов электромагнитного поля в цифровой и аналоговой формах. В качестве приемников поля используются известные в электромагнитной разведке индукционные петли или индукционные датчики с ферромагнитными сердечниками. Источниками электромагнитного поля являются незаземленные рамки или заземленные линии, размеры которых выбираются в зависимости от

глубины исследований и с учетом требований при измерениях в ближней зоне.

Многоканальная система наблюдений позволяет реализовать в электромагнитном методе, так же как и в сейсмическом, многократные перекрытия баз наблюдения и осуществить в процессе обработки суммирование по общим глубинным точкам, либо по общим точкам приема; возбуждения, или каким-либо другим точкам.

Обработка сейсмических и электромагнитных данных осуществляется на ЭВМ ЕС с использованием двух систем: сейсмической цифровой системы СЦС-3, разработанной в Министерстве нефтяной промышленности и электромагнитной цифровой системы ЭЦС-3, созданной в Министерстве геологии СССР.

Результатом обработки данных являются сейсмический временной и геоэлектрический глубинный разрезы, являющиеся разными изображениями одного и того же геологического разреза. Эти изображения представляются, как правило, в одном и том же горизонтальном масштабе.

Для сопоставления разрезов по вертикали применяется способ преобразования времен (t_E), определенных по электромагнитным данным, в «сейсмические времена» t_{os} с помощью программы СЭВР («сейсмоэлектромагнитный временной разрез»). Способ основан на установлении связи между упругими (λ_s, μ_s, ρ_s) и электромагнитными ($\varepsilon_E, \mu_E, \rho_E$) параметрами разреза. Из многих возможных связей наиболее тесная связь обнаружена между средней скоростью сейсмических волн $\bar{v}_s = H/t_{os}$ и суммарной продольной проводимостью (S_E) геоэлектрического разреза $S_E = H/\rho_{E1}$, где H — суммарная толщина разреза, ρ_{E1} — его среднее продольное сопротивление. Учитывая, что по сейсмическим данным $H = 0,5 t_{os} \bar{v}_s$, а по электромагнитным данным $H = K \sqrt{t_E / \mu_E \sigma}$, где K — коэффициент, зависящий от системы наблюдения и способов преобразования сигнала, найдем связь времен распространения сейсмического и электромагнитного полей:

$$t_{os} = \frac{2K}{\bar{v}_s \sqrt{\mu_E \sigma}} \sqrt{t_E} = 2a \sqrt{t_E}. \quad (3)$$

Коэффициент a в общем случае зависит от скорости сейсмических волн и электропроводности разреза, однако при небольших вариациях физико-литологических параметров геологического разреза он близок к постоянному значению, вследствие чего в большинстве случаев связь t_{os} и $\sqrt{t_E}$ является квазилинейной.

Изображение геоэлектрического разреза осуществляется с помощью функции $th\sigma_k$, получаемой путем преобразования измеренных сигналов сначала в кривые кажущейся продольной проводимости S_k , а затем в кривые кажущейся электропроводности σ_k . Центрированием функции $th\sigma_k$, например, относительно ее среднего значения, придают ей осциллирующий вид, напоминающий сейсмическую трассу, что позволяет использовать для изображения гео-

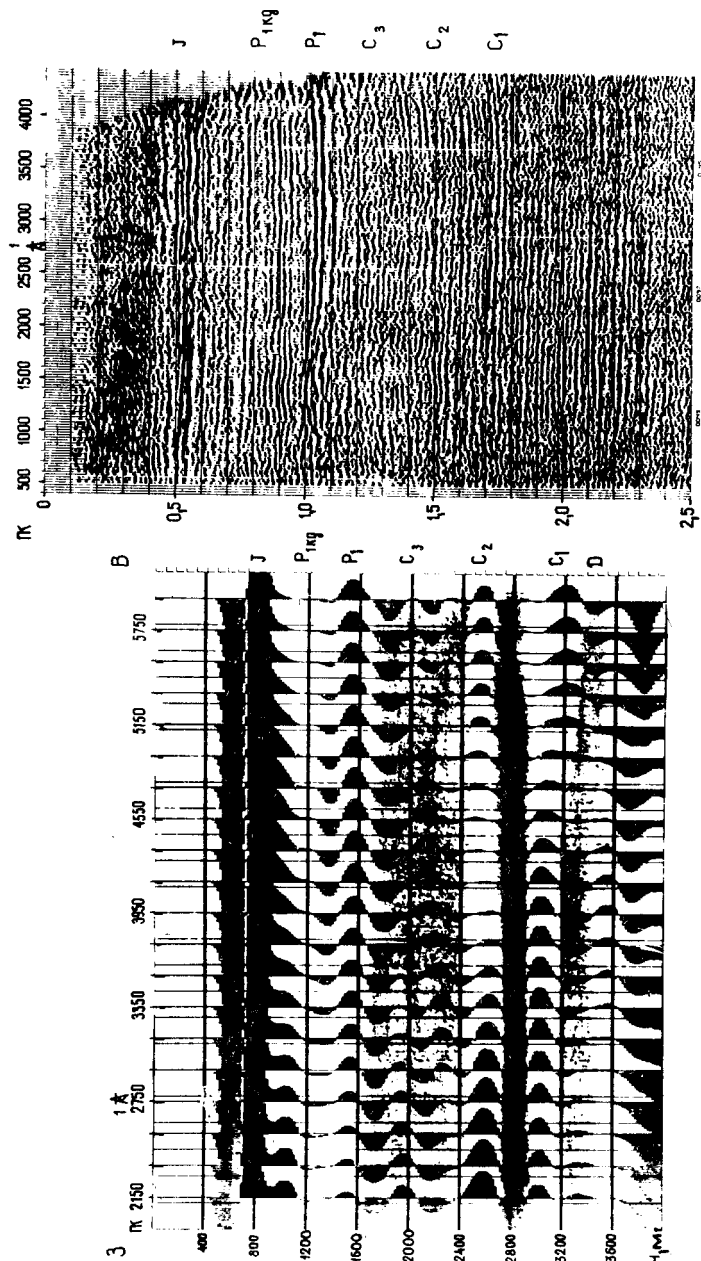


Рис. 1. Изображения геоэлектрического (слева) и сейсмического разрезов (северо-западная часть Прикаспийской впадины)

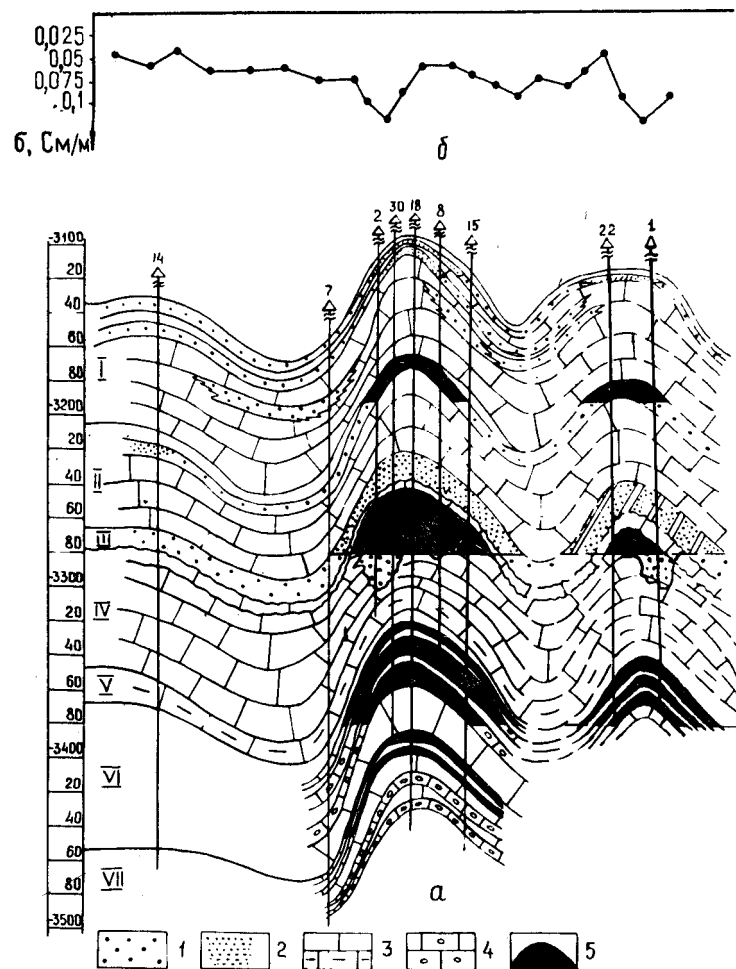


Рис. 2. Геологический разрез Лиманско-Грачевского участка (а) и график электропроводности терригенных отложений нижнего карбона (б), по М. Г. Шебалдиной: 1 — крупнозернистые песчаные породы, 2 — мелкозернистые песчаники, 3 — глинисто-карбонатные отложения, 4 — рифогенные породы, 5 — нефтегазовые залежи.

электрического разреза сейсморазведочную визуализирующую аппаратуру.

Применение сейсмoeлектромагнитного метода на основе единой технологии позволяет выделять в геологическом разрезе слои толщиной, составляющей 3—7 % от глубины их залегания.

Совместное использование сейсмического и геоэлектрического изображений среды и параметров, определяемых по ним, позволяет исследовать не только структурные формы слоев, но и изменение их литологического состава, прогнозировать свойства пород, в частности, коллекторские, осуществлять поиск ловушек неантиклинального типа.

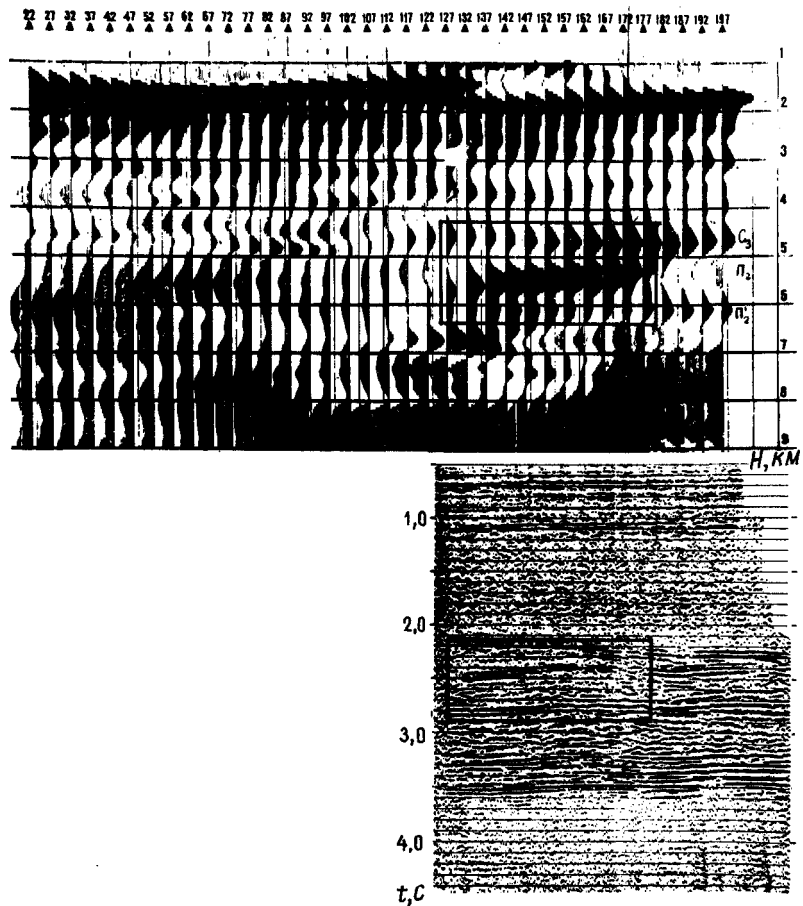


Рис. 3. Изображения геоэлектрического (вверху) и сейсмического разрезов в юго-западной части Прикаспийской впадины в зоне развития рифа.

Пример геоэлектрического и сейсмического изображений показан на рис. 1. Работы выполнены в северо-западной части бортовой зоны Прикаспийской впадины в условиях относительно пологого залегания горизонтов. В разрезе имеется пластовая соль кунгурского возраста ($P_1 kg$), отобразившаяся в интервале 1100—1400 м геоэлектрического разреза в виде высокоомного (светлого) слоя отложений. В подсолевых отложениях выделяются несколько электропроводных (темных) слоев в нижней перми, в среднем и нижнем карбоне.

Обрабатывающая система ЭЦС-3 позволяет автоматически определять кажущуюся электропроводность любого выбранного геофизиком слоя и построить график ее изменения вдоль профиля. Изучение закономерностей распределения пластовых электропроводностей по профилям и по площади помогает выявлять песчаные



Рис. 4. Сейсмическое (вверху) и электрическое изображение геологического разреза в районе развития соляных куполов

линзы, врезы терригенных пород в карбонатное ложе. На рис. 2, а показан геологический разрез нижнекаменноугольных отложений Лиманско-Грачевского месторождения в северо-западной части бортовой зоны Прикаспийской впадины. График электропроводности нижнекаменноугольных отложений (рис. 2, б), залегающих в интервале разреза 3200—3350 м, имеет два локальных участка увеличенных значений, обусловленных врезами песчаных пород в карбонатные. Обе песчаные линзы оказались продуктивными.

При исследовании свойств карбонатных пород совместная интерпретация изображений сейсмического и геоэлектрического разрезов помогает выявлять зоны с улучшенными коллекторскими свойствами как более электропроводные по сравнению с вмещающими отложениями, а также прогнозировать в разрезе рифы. Пример такой интерпретации показан на рис. 3. Высокоомные карбонатные породы, залегающие на глубинах свыше 4 км, имеют между пикетами 130—172 повышенную электропроводность (в интервале глубин 5—6 км). На сейсмическом разрезе этому участку соответствует антиклинальный перегиб, потеря корреляции, клинообразные формы, свойственные геологическим образованиям типа рифа. Совместная интерпретация двух разрезов позволила оценить этот объект как риф с улучшенными коллекторскими свойствами.

В районах со сложным геологическим строением возможно взаимное дополнение методов информацией о структуре отложений. На рис. 4 дана иллюстрация сейсмического и геоэлектрического разрезов в условиях развития соляных куполов и тектонических нарушений.

Таким образом, использование сейсмоэлектромагнитного метода на базе единой технологии позволяет выявлять объекты, которые ранее не могли быть обнаружены каждым из методов в отдельности. Кроме того, повышается надежность прогнозирования физико-литологических свойств разреза, а в отдельных случаях и его структуры.

V. V. Tickshaev, M. T. Abdulvaliev, V. G. Osipov,
N. P. Smifevez, V. A. Glechikov

SEISMIC ELECTROMAGNETIC METHOD OF OIL AND GAS PROSPECTING ON A SINGLE TECHNOLOGY BASE

The combined geophysical method giving the improved data on the geological structure and its physical properties has been developed for gas and oil searching under composite geologic and geophysical deep seated conditions. This method combines the field seismic and electromagnetic surveys and data interpretation by use of some common components of the integrated approach to equipment and technology. The seismic reflection survey and electromagnetic transient sounding in near zone (TSNZ) are most in agreement with the field propagation and prospecting procedures. Under certain conditions of TSNZ proceeding it is possible to use a multiple coverage and signal integration, as is the case in seismic. The basic components of the common technology are following:

- seismic and electromagnetic pulses producing,
- signal sounding in near zone of source,
- multiple coverage,

- space-time cumulation and filtration,
 - multichannel recording
- and so on..

The application of the common field measurement technique and suitable interpretation procedure results in the seismic time and geoelectric depth sections that are different patterns of the same section. These patterns appear in similar format by means of a seismic plotter. The time conversion of electromagnetic data into „the seismic time“ with the special program that reveals the relationship between elastic and electromagnetic properties of a section is applied for a comparison of vertical sections.

The comparison of the seismic and geoelectric pattern of the same geologic section and its characteristics allows to research a formation structure as well as lithological features, to predict the rock properties, especially reservoir properties, to prospect the nonanticlinal traps. The application of this method for different oil and gas producing areas has allowed to detect the sand lenses associated with the terrigenous rocks diged in a carbonate bed, the reef bodies, the better carbonate and terrigenous reservoir areas, the local salt bodies. Often each of the above methods can not help in search of the above-mentioned bodies. The use of the combined seismic and geoelectric method on the base of common technology is very efficient for solve of the above problems.

УДК 550.834.015.013:553.98.23.052

Е. Е. ДАНЕНБЕРГ, Д. И. РУДНИЦКАЯ, В. С. СУРКОВ,
А. Э. КОНТОРОВИЧ, В. И. БЕРИЛКО, В. Б. БЕЛОЗЕРОВ,
В. А. КОНДРАШОВ, Н. В. КОПТЯЕВ, Э. В. КРИВОШЕЕВ

Сейсмолиитофациальное моделирование континентальных осадочных толщ как инструмент поисков месторождений нефти и газа

Континентальные отложения юры, повсеместно распространенные на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, являются одним из основных объектов поисков нефти и газа. В этих отложениях открыты залежи на Талинской, Большой, Герасимовской, Калиновской, Нижнетабаганской, Смоляной и ряде других площадей, а также установлены многочисленные нефтегазопроявления. Выявленные залежи приурочены к ловушкам неантиклинального типа.

Рассматриваемые отложения представляют собой тонкослоистую осадочную среду, сложенную переслаиванием пластов песчаников, алевролитов, аргиллитов, углистых аргиллитов и углей. В изучаемом разрезе выделяется ряд монофациальных реперных горизонтов, представленных угольными пластами или пачками глин. Всего выделено 12 маркирующих толщ, которые по степени латеральной выдержанности и четкости каротажной характеристики подразделяются на три категории (рис. 1), каждая из которых разделяет литологические объекты различных рангов.

Основным структуроформирующим элементом разреза служит аллювиальный ритм мощностью 10—30 м, ограниченный реперными горизонтами третьей категории. Совокупность ритмов, заключенных

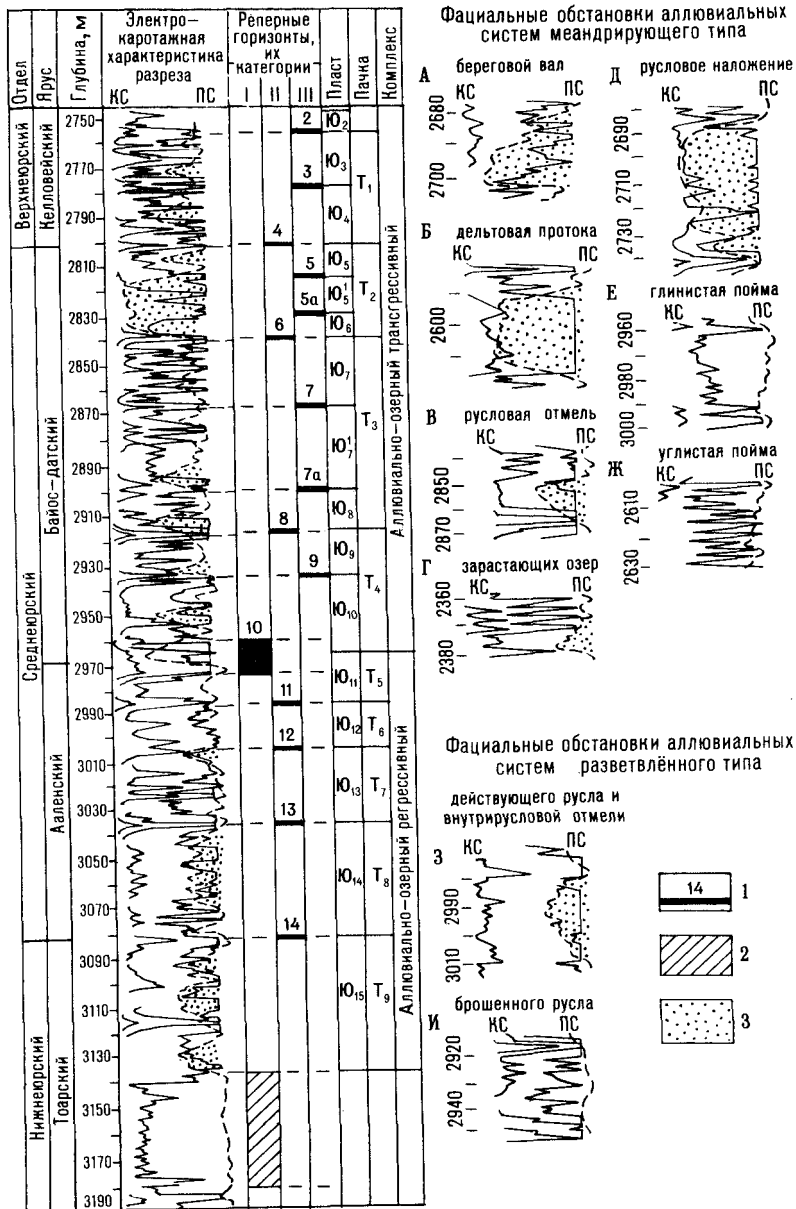


Рис. 1. Схема строения континентальных отложений юры юго-востока Западно-Сибирской плиты:

1 — угольный пласт, его индекс; 2 — глинистая толща, 3 — песчаный пласт.

между реперами второй категории, формирует литолого-стратиграфические пачки. Маркирующие горизонты первой категории, сформированные на рубежах регрессивно-трансгрессивных фаз крупных седиментационных циклов, разделяют разрез континентальных отложений на два аллювиально-озерных литолого-фациальных комплекса: тоар-ааленский — регрессивный и байос-батский — трансгрессивный. Для первого из них характерно уменьшение мощности аллювиальных ритмов от подошвы к кровле, а для второго — от кровли к подошве.

Детальное изучение особенностей строения и условий формирования аллювиальных ритмов позволило отнести палеодренажные системы тоар-аалена к типу разветвленных рек, а байос-бата — к типу меандрирующих водотоков. Для разветвленных рек характерны площадное развитие песчаного покрова, прослеживаемого в разрезе отдельной литолого-стратиграфической пачки, и ограниченный набор фациальных обстановок. Грубозернистые толщи меандрирующих рек имеют локальное развитие в пространстве и резкое замещение по латерали на алеврито-глинистые отложения поймы, в результате чего наблюдаемые здесь фациальные обстановки более разнообразны (рис. 1).

Значительная литологическая неоднородность континентальных отложений юры обусловила прерывистость пластовые клинообразные и линзовидные формы залегания песчаных тел, локализованных по площади в виде извилистых рукавообразных полос. Песчаные тела при ширине 1—5 км имеют небольшую мощность — 10—15 м, и значительно реже, лишь в зонах наложения более молодых русловых осадков на более древние, мощность их достигает 30—50 м (рис. 1, б).

Геологическая эффективность нефтегазопромысловых работ в континентальных отложениях юры в значительной степени зависит от рационального комплексирования геологических и геофизических методов. Наиболее тесно это направление реализовано нами в методике сейсмолитолого-фациального анализа, основанного на использовании данных сейсморазведки и бурения.

При традиционном сеймо-стратиграфическом анализе [1, 2, 3] диагностическими признаками ловушек и геологических тел служит определенная картина волновой сейсмической записи на временных разрезах. Эта картина определяется не только физико-геологической моделью среды, но и формой элементарного сигнала, т. е. частотным составом записи, поскольку даже широкополосная деконволюция при обработке временных разрезов в реальных условиях не обеспечивает полного устранения или стабилизации волновых явлений.

Резервом повышения разрешенности и устранения волновых явлений служат преобразования волновой записи в импульсную, обеспечивающие более полное приближение сейсмической информации к реальной физико-геологической модели. Такие преобразования реализованы в пакете программ РЕАПАК.

Основными процедурами этого пакета являются накопление элементарного сигнала путем суммирования волновых пакетов и раз-

деление элементарных волн в зонах интерференции с помощью реализации итерационной процедуры взаимной корреляции с последующим вычитанием наиболее сильных элементарных волн. Итерационный процесс восстановления импульсной реакции заканчивается по условию совпадения интенсивности и регулярности остатка сейсмической трассы после вычитания результатов последней итерации с контрольными значениями. После этого результаты всех итераций суммируются — временной разрез преобразуется в разрез эффективных импульсных реакций или эффективных коэффициентов отражения — ЭКО. Последний выводится на плоттер в штриховом изображении: горизонтальные штрихи фиксируют положение эффективной границы, вертикальные — величины и знаки эффективных коэффициентов отражения (вверх — положительные, вниз — отрицательные).

Позитивные оценки высокой разрешающей способности аппарата преобразования волновой записи в импульсную получены на основе моделирования на двухмерных теоретических и реальных моделях. Теоретическая модель (рис. 2) состоит из четырех целевых слоев, разделенных мощными однородно-скоростными толщами вмещающей среды. Скорости в первом и третьем слоях имеют промежуточные значения по отношению к покрывающей и подстилающей средам, это переходные слои: импульсные реакции в их кровле и подошве имеют одинаковые знаки. Скорости во втором и четвертом слоях имеют соответственно меньшее и большее значения по отношению к вмещающей среде, это контрастные слои: импульсные реакции на их границах имеют разные знаки.

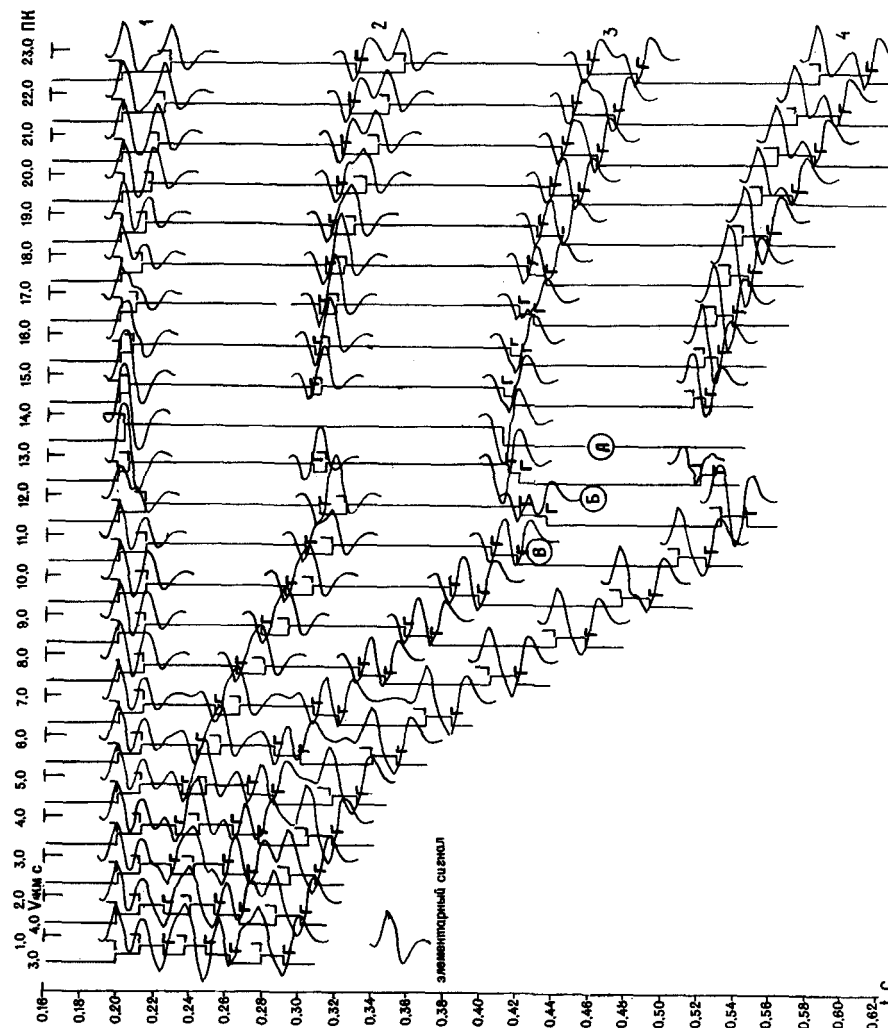
Модель в целом имитирует следующую геологическую ситуацию. Если рассматривать модель справа налево, то можно видеть сближение границ каждого тонкого слоя до их выклинивания на пикете 14, затем наблюдается резкое увеличение мощности целевых слоев на пикете 12, после чего система одиночных тонких слоев переходит в тонкослоистую пачку.

На рис. 2 приведены также синтетический временной разрез и результат восстановления импульсной характеристики по программам РЕАПАК. Там же показана форма элементарного сигнала с преобладающей частотой 45 Гц. Восстановленный разрез сопоставлен с исходной акустической моделью.

При сравнении волновой и импульсной записей отмечается явное преимущество результатов ЭКО-преобразования по разрешенности. Кроме того, снижена неоднозначность опознавания типа акустических слоев, поскольку точно восстанавливаются импульсные реакции и положения границ целевых пластов мощностью 10 м и более даже в случае их перехода в тонкослоистую пачку. Выклинивание фиксируется при мощности более 5 м для переходного слоя и менее 5 м для контрастного.

Основой для сейсмолитофациального прогнозирования геологического разреза служат ЭКО-образы различных типов ловушек или отдельных их элементов. Такие ЭКО-образы формируются на основе установления повторяемости рисунка импульсной характе-

Рис. 2. Сопоставление волновой и импульсной сейсмических записей не теоретической модели. Арабскими цифрами и буквами в кружках обозначены: 1, 2, 3, 4 — целевые пласты; А — акустическая модель; Б — синтетическая сейсмограмма; В — импульсная реакция.



ристики на экспериментальной записи и на синтетических разрезах ЭКО, полученных при сейсмогеологическом моделировании.

Моделирование импульсных разрезов для континентальных отложений юры выполнялось по эталонным сейсмическим профилям, разрез которых детально изучен бурением, на основе чего были построены двухмерные акустические модели. Синтетические волновые поля вычислялись для различного частотного состава сейсмической записи, соответствующей определенным графам предварительной обработки.

Разрез изучаемой толщи характеризуется наличием ряда благоприятных сейсмолитологических факторов для его изучения сейсмическими методами с целью прогнозирования геологического разреза. К ним относятся: проявление седиментационной ритмичности в акустическом разрезе, детерминированный характер проявления угольных, глинистых и песчаных составляющих ритма, что обусловило возможность рассматривать угольные пласты и углисто-глинистые пачки в качестве сейсмических реперов, сформированных в условиях общего выравнивания территории. Эти реперные горизонты, имеющие контрастную (аномально низкоскоростную) выдержанную по площади акустическую характеристику, проявляются на сейсмической импульсной записи границей с отрицательным знаком коэффициента отражения. Песчаные толщи, обладающие наиболее высокими значениями пластовых скоростей, на импульсной записи проявляются в виде границы с положительным знаком коэффициента отражения.

Сопоставление на эталонном профиле исходных и восстановленных при моделировании импульсных реакций показало возможность прослеживать по ЭКО-разрезам границы литофациальных комплексов и изучать их внутреннее строение. Установлено, что в эффективной импульсной характеристике двумя границами проявляются слои и тонкослоистые пачки мощностью более 15—20 м и одной границей — слои и тонкослоистые пачки мощностью не менее 10 м. Выделить более тонкие слои не представляется возможным: они входят элементами в тонкослоистые пачки и проявляются в суммарном эффекте.

Установлено также, что использование ЭКО-разрезов более результативно по сравнению с использованием волновой записи. Это связано с тем, что импульсные ЭКО-образы формируются с помощью описания рисунка системы границ, их соотношения по взаимному расположению и сочетанию знаков импульсных реакций, с учетом протяженности границ, интенсивности импульсных реакций и т. п.

Установленные по моделированию ЭКО-образы проверялись на экспериментальных материалах, анализировалась степень их достоверности по результатам бурения. В итоге были подтверждены ЭКО-образы следующих геологических элементов: углисто-глинистых пачек — поверхностей выравнивания древнего рельефа, линзообразных песчаных тел, песчаных пластов, глинистых покровов, боковых экранов ловушек углеводородов, разрывных нарушений,

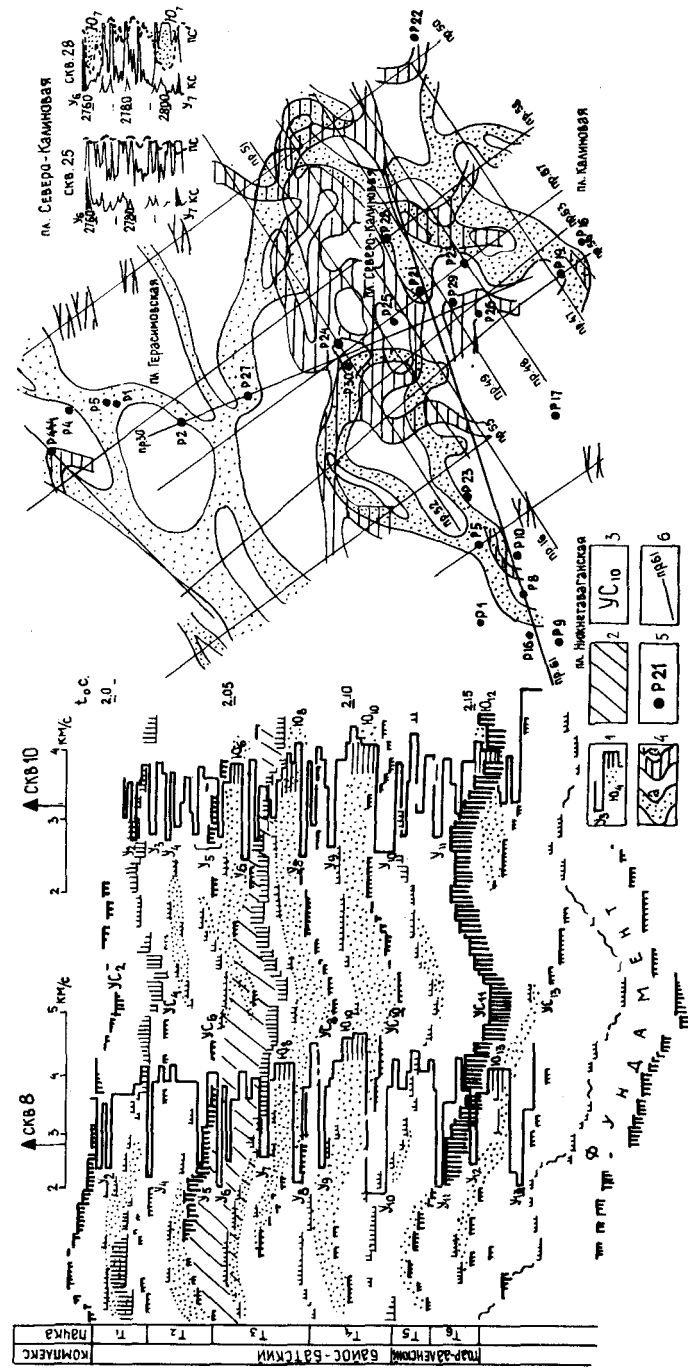


Рис. 3. Сейсмогеологическая интерпретация разреза ЭКО профиля Ю7 и схема зоны развития пласта Ю7:

1 — график пластовых скоростей, индекс угольного и песчаного пластов; 2 — реконструируемый интервал разреза; 3 — сейсмогеологический репер — угольный пласт или тонкослоистая пачка; 4 — зона развития пласта Ю7 в кровле (а) и подошве (б) реконструируемого интервала; 5 — сважаина, ее номер; 6 — сейсмический профиль.

зон палеорусел, литофациальных комплексов, в том числе базальных отложений, сформированных в условиях расчлененного палеорельефа. Все эти ЭКО-образы рекомендованы для использования при интерпретации материалов сейсморазведки.

Фрагмент геологической интерпретации разреза континентальных отложений юры с использованием ЭКО-образов приведен на рис. 3. Выделенные в разрезе детерминированные границы, соответствующие сейсмолитолическим реперам, приурочены к маркирующим угольным и глинистым пластам первой и второй категорий, что позволяет расчленить сейсмический разрез на шесть литолого-стратиграфических пачек, и два литолого-фациальных комплекса. В объеме литолого-стратиграфических пачек малоинтенсивными, локально проявляющимися границами отображаются песчаные пласты, входящие в состав аллювиальных ритмов.

Исходя из того факта, что обособленные нефтегазоносные резервуары не образуют непрерывной последовательности в разрезе, а перемежаются с водоносными пластами, оптимальным объектом изучения является аллювиальный ритм, включающий в себя резервуар единого палеорула.

В качестве примера площадной трассировки такого песчаного тела для исследуемой территории выбран резервуар Ю₇ литолого-стратиграфической пачки Т₃. На разрезах ЭКО границы пачек выделяются детерминированными элементами отражений УС₆ и УС₈. Маркирующими реперными горизонтами подошвы и кровли анализируемого стратиграфического диапазона служат угольные пласты У₆ и У₇.

Сейсмогеологическая интерпретация внутренней структуры анализируемой толщи проводилась на основе изучения степени выраженности и латеральной выдержанности отражающих горизонтов одного знака, их положения относительно выделяемых детерминированных границ.

Учитывая, что в процессе меандрирования руслового потока происходит пространственное переформирование гидрографического плана, было отстроено два положения развития песчаного резервуара. Одно из них отображает особенности распространения песчаного тела в подошвенной части рассматриваемой толщи, в момент заложения гидрографической сети, а второе, характеризующее кровельную часть пачки Т₃, отражает обстановку, предшествующую общему выравниванию территории. Из рисунка следует, что гидрографическая сеть ранней стадии формирования речной системы имеет более выраженное русло по сравнению с эпохой ее деградации.

Таким образом, применение сейсмолитофациального прогнозирования геологического разреза на основе импульсной сейсмической записи позволяет картировать неантиклинальные ловушки в сложнопостроенном разрезе континентальных отложений юры юго-востока Западно-Сибирской плиты. Метод получил широкое применение в практике нефтегазопроисловых работ в Западной Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гогоненков Г. Н., Михайлов Ю. А. Сейсмостратиграфический анализ в нефтегазопроисловых исследованиях. — М.: ВНИИОЭНГ, 1984.
2. Кунин Н. Я. Сейсмостратиграфический метод и его применение при изучении нефтегазоносных бассейнов СССР. — Сов. геология, 1983, № 1, с. 92—103.
3. Сейсмическая стратиграфия. — М.: Мир, 1982.

E. E. Danenberg, D. L. Rudnitskaya, V. S. Surkov, A. E. Kontorovich,
V. I. Berilco, V. V. Belozarov, V. A. Kondrashev, N. V. Koptjaev,
E. V. Krivocheev

SEISMIC LITHOFACIES MODELING OF CONTINENTAL SEDIMENTARY STRATA AS AN OIL AND GAS EXPLORATION TOOL

Methods of nonanticlinal oil and gas field prospecting in continental deposits are based on seismolithofacial predicting of geological section by means of impulse seismic recording. System complex of REAPAK programs intended for wave seismic record transformation into impulse one is the technological basis for predicting. A set of RCE-images of oil and-gas facilities that were formed using geoseismical two-dimensional modeling and experimental data is the interpretational foundation. The methods are used for nonanticlinal hydrocarbon trap prospecting in the Jurassic deposits of the West Siberian profile.

Новое средство поисков нефти и газа — искусственный интеллект

УДК 519.5:55:553.98

Д. Г. СКУБЛОВ

Применение теории нечетких множеств в нефтегеологических исследованиях — одно из необходимых условий создания искусственного интеллекта — нового средства поисков нефти и газа

В настоящее время наиболее широкое распространение в геологии имеют вероятностно-статистические методы. Их выводы основаны на предположении, что данные представляют собой однородную выборку из некоторого распределения, причем часто требуется, чтобы размер этой выборки был достаточно велик. Выполнение этих требований необходимо для корректного применения теорем математической статистики, использования асимптотических распределений. Эти предположения являются довольно естественными для экспериментальных наук, когда есть возможность многократного повторения опыта в близких условиях. В геологии они выполняются не всегда. Различия в происхождении и развитии геологических объектов, их природная уникальность, а также погрешности, часто неустраняемые, в данных и ограниченные возможности получения новой информации приводят к неадекватности реальной ситуации и используемых математических методов.

В геологии, основные результаты которой не являются изложенными в виде математической теории, а используемые понятия не сформулированы в виде строгих определений (существуют, например, различные трактовки одних и тех же терминов), большую роль играют опыт и знания специалиста, его субъективное мнение. Человеческое же мышление носит размытый характер. Люди не мыслят формулами и определениями в готовом виде. Их мысли несут примерный, расплывчатый характер, часто трудно поддающийся формализации в первоначальном виде и лишь постепенно обретающий форму строгих утверждений. Очень важное значение в человеческом мышлении имеет интуиция, позволяющая выбирать одну из нескольких возможностей тогда, когда строгое решение задачи невозможно из-за неполноты информации, на начальном этапе реше-

ния проблемы. Интуиция позволяет отказаться от полного перебора вариантов, выделяя наиболее существенные из них.

Теория нечетких множеств позволяет отразить нечеткий, размытый характер мышления людей, в какой-то степени устранить недостатки, присущие другим математическим методам. В отличие от обычной математики, в ней рассматриваются множества, элементы которых нельзя перечислить или описать, можно лишь указать некоторую степень принадлежности μ элемента нечеткому множеству. Обычно степень принадлежности принимает значения из отрезка $[0,1]$, однако, возможно использование и другого пространства. Например, в случае сильной неопределенности, когда сами значения степеней неопределенности носят расплывчатый характер, возможно их представление в форме нечетких множеств, то есть использование нечетких множеств второго рода. Если имеются объекты, которые нельзя ранжировать по какому-то одному признаку, то возможно использование степеней принадлежности, принимающих значения в другом, отличном от отрезка $[0,1]$, пространстве, наделенном некоторой структурой, связанной с рассматриваемыми объектами.

Нечеткость может быть выражена в размытости границ классов геологических объектов, неоднозначности отнесения объекта к одному из классов. Так, например, бывает трудно однозначно отнести образец к какой-нибудь одной породе. Эта размытость должна присутствовать и в результате, получаемом с использованием нечетких множеств, то есть необходимо указать степень принадлежности к классу, что может отражать как возможность ошибки в принятии решения, так и нечеткий характер правила его принятия. Расплывчатость классов геологических объектов приводит к трудности выбора характерных, эталонных представителей классов, например, представителей классов «месторождение» и «неместорождение». Нечеткость связана здесь с использованием человеческого мышлением недостаточно формализованных понятий, а также с природной уникальностью геологических объектов. Возможно как решение нескольких вариантов задачи с различными эталонными представителями, так и использование эталонных объектов, относящихся к классам с некоторыми степенями принадлежности, отражающими желательность включения, по мнению геолога, объекта в число эталонных. Использование нечетких множеств позволяет оценить саму возможность разграничения классов, степень их расплывчатости.

Нечеткость может проявляться и при задании границ возможных изменений параметров. Очень часто на них налагаются дополнительные ограничения, например, неотрицательность. Это делается, исходя из их физического смысла, или же может задаваться интервал возможных значений параметров, исходя из наиболее характерных их значений для данного района. Например, при моделировании пространственного изменения некоторого параметра обычные математические методы, как правило, не позволяют учесть эти ограничения. Последние же обычно задаются людьми и носят в силу этого нечеткий характер. В этом случае естественно задавать ог-

раничения в форме нечеткого множества, причем вероятностный подход вряд ли может здесь быть применен.

При использовании информации, представляющей собой не показания приборов, а отражающей мнение геолога о том или ином природном процессе, явлении, неизбежно возникает нечеткость, неоднозначность. Это находит, например, отражение в том, что одно и то же явление может по-разному интерпретироваться различными специалистами, их заключения могут не совпадать. Человеческое мышление по своему характеру не является аддитивным, поэтому нельзя с субъективной вероятностью, получаемой, например, в результате опросов экспертов, работать методами теории вероятностей. В этом случае вместо вероятностной меры можно использовать нечеткую меру, являющуюся ее обобщением.

При решении задачи выбора оптимального варианта нечеткость возникает из-за наличия нескольких альтернатив, из которых надо выбрать наилучшую или упорядочить их по степени предпочтения, исходя из совокупности критериев, часто противоречащих друг другу. Например, требования получения возможно большей информации и уменьшения стоимости разведочных работ. Источником нечеткости в данном случае является размытость самого понятия «оптимальности». Она также обусловлена системным подходом к объекту оптимизации, поскольку к требованиям оптимизации каждого из слагающих систему элементов добавляется условие взаимосвязи между ними и между различными уровнями оптимизации.

Еще одним источником нечеткости является наличие погрешностей в исходной информации. Оно может быть связано с погрешностью измерений, в этом случае данные могут быть представлены в виде нечетких чисел. Обычно используется параметрическое представление в виде так называемых L — R чисел, когда задаются наиболее достоверное значение a , степень размытости и интервал возможных значений $[c, d]$. Степень принадлежности равна $L\left(\frac{x-a}{\alpha}\right)$, если $c \leq x \leq a$, $R\left(\frac{x-a}{\beta}\right)$, если $a \leq x \leq d$, где L и R — возрастающие на правой полуоси неотрицательные функции, равные 1 в начале координат, α , β — левый и правый коэффициенты нечеткости. В качестве L и R возможно, например, использование кусочно-линейных функций. Это представление позволяет упростить алгебраические операции над нечеткими числами. Использование нечетких чисел, как видно, фактически представляет собой обобщение интервального анализа, когда данные задаются в виде интервалов их возможных значений.

При использовании субъективных оценок нечеткость связана с расплывчатым характером человеческого мышления. В этом случае возможно представление степеней принадлежности в виде нечетких чисел, то есть использование нечетких множеств второго рода.

Возможно, применение нечетких чисел в сочетании с обычными статистическими методами позволит автоматически учитывать погрешность в исходных данных, не прибегая к чрезмерному усложнению алгоритма, так как вероятностный подход к учету погреш-

ностей может затруднить практическую реализацию метода. Например, в дискриминантном анализе их использование позволит путем представления коэффициентов линейной дискриминантной функции и порогового значения в форме нечетких чисел отразить погрешность в исходной информации.

При моделировании использование нечетких множеств позволяет сделать модели более гибкими. После сравнения результатов моделирования с реальной ситуацией можно, в случае необходимости, изменить значения степеней принадлежности, если модель недостаточно хорошо отражает действительность. Подобрать оптимальные значения степеней принадлежности или же получив с самого начала практическое подтверждение субъективных предположений об их значениях, мы получаем возможность их интерпретации. Использование нечетких множеств позволяет более адекватно отобразить процесс человеческого мышления, вначале как бы нащупывающего нужный путь, и лишь затем уточняющего и конкретизирующего его.

Применение нечетких множеств в сочетании с уже известными математическими методами расширяет возможности последних, позволяя больше приблизить их к реальной ситуации, в то же время не отвергая их, рассматривая их как частный случай своих нечетких аналогов. При использовании вероятностно-статистических методов в решении практических задач мы имеем дело с выборочными характеристиками распределений случайных величин (выборочное среднее, дисперсия и т. п.). При их построении предполагается, что наблюдения между собой равноправны. Это ограничение можно убрать, придавая наблюдениям различные веса. Близкий подход, как известно, нередко используется для того, чтобы отразить различную значимость признаков (задание их весов).

В настоящее время в геологии при решении различных задач широко используется дискриминантный анализ, например, для решения задачи прогноза нефтегазоносности локальных структур. На этапе обучения строится, с использованием эталонных объектов, решающее правило отнесения структуры к классу продуктивных или непродуктивных. Этот алгоритм можно видоизменить, если рассматривать эталонные объекты не как равноправные, а имеющие, например, различные степени принадлежности к классу продуктивных структур. Причем, если мы задаем для объекта значения степеней принадлежности как к одному, так и ко второму классу, и сумма их равна 1, то это отражает размытость границы между классами, если же мы задаем степень принадлежности к одному из классов, меньшую 1, то это отражает целесообразность рассмотрения объекта в качестве представителя класса эталонных объектов, с точки зрения геолога.

Математические вычисления основываются на использовании понятия взвешенного вектора средних и взвешенной ковариационной матрицы. Пусть n — число эталонных объектов, μ_1, \dots, μ_n — степени принадлежности эталонных объектов. Тогда взвешенный вектор средних E равен $\sum_{k=1}^n X_k \mu_k / \sum_{l=1}^n \mu_l$, где X_k — вектор значений

признаков для k -го наблюдения, а взвешенный коэффициент ковариации между k и l признаком равен $\sum_{i=1}^n (a_{ik} - E_k)(a_{il} - E_l) \cdot \mu_i / (\sum_{m=1}^n \mu_m - 1)$, где a_{ik} — значение k -го признака i -го наблюдения. Заметим, что в случае, когда все степени принадлежности равны 1, введенные величины совпадают с используемыми обычно. Решающее правило строится аналогично обычному дискриминантному анализу, с использованием определенных выше взвешенных статистических характеристик.

В настоящее время используются так называемые логико-математические (логико-информационные) методы, применяемые в условиях малого числа наблюдений и большого числа признаков. Эта группа методов относится к числу эвристических методов. В практических задачах ни сами распределения вероятностей, ни даже класс этих распределений исследователю заранее неизвестны. В этих условиях единственными исходными данными во многих случаях являются сведения об эталонных объектах. Решающее правило в эвристических методах строится обычно с позиций «здорового смысла», а его надежность оценивается только числом эмпирических ошибок.

Логико-математические методы предназначены для обработки информации, содержащей только бинарные признаки, то есть признаки, которые могут принимать только два значения: 0 и 1. В практических задачах, однако, признаковое пространство более разнообразно. При использовании этих методов мы вынуждены преобразовывать все признаки в бинарные, при этом часть информации теряется, и происходит резкое увеличение размерности признакового пространства. Поэтому представляется целесообразным привлечение идей теории нечетких множеств, нечеткой логики. Покажем, как это можно сделать, с помощью алгоритма «голосования по тесторам». Суть этого алгоритма в следующем. Пусть имеются описания N_1 эталонных объектов X_i из класса 1 и N_2 эталонных объектов из класса 2, каждый из объектов охарактеризован значениями n бинарных признаков. Эти описания можно представить в виде двух таблиц $T_1 = \{a_{ik}\}$

$$T_2 = \{b_{jk}, i=1, \dots, N_1, j=1, \dots, N_2, k=1, \dots, n.$$

При построении решающего правила осуществляется поиск наборов признаков («тупиковых тесторов»), которые наилучшим образом обеспечивают разделение эталонных объектов одного класса от эталонных объектов другого класса. После этого с помощью процедуры «голосования» этими совокупностями признаков неизвестный объект относится к одному из двух классов.

Нечеткий аналог этого метода позволяет использовать признаки, принимающие значения из $[0,1]$. В качестве таковых могут быть, например, процентные содержания химических элементов, субъективная уверенность геолога в том, что тот или иной признак характерен для данного объекта, коэффициент песчаности, слоистости и др. Остальные признаки нетрудно преобразовать к тре-

буемому виду. Используем понятие степени принадлежности совокупности признаков i_1, \dots, i_l к множеству тесторов $S(i_1, \dots, i_l) = \min_{i,j} (\max |a_{ik} - b_{jk}|)$ и к множеству тупиковых тесторов.

$$\bar{S}(i_1, \dots, i_l) = S(i_1, \dots, i_l) - \text{Max}_{i_k \in \{i_1, \dots, i_l\}} S(i_1, \dots, i_{k-1}, i_{k+1}, \dots, i_l),$$

а также степени отнесения неизвестного объекта к одному из классов по совокупности признаков $T(i_1, \dots, i_l) = \text{Max}_{k \in \{1, \dots, l\}} (\text{Min}(1 - |a_{ik} - x_j|))$.

Причем имеет смысл ввести некоторые пороговые величины \bar{S}' и T' , чтобы учитывать только те совокупности признаков, для которых $\bar{S}(i_1, \dots, i_l) \geq \bar{S}'$, $T(i_1, \dots, i_l) \geq T'$. Построение величины $L_1 = \sum \bar{S}(i_1, \dots, i_l) \cdot T(i_1, \dots, i_l)$, определяющей число голосов, поданных за отнесение объекта в класс 1 с учетом неравнозначности голосовавших, и аналогично величины L_2 , позволяет определить l_1 и l_2 : $l_1 = L_1 / (L_1 + L_2)$, $l_2 = L_2 / (L_1 + L_2)$, где l_1 и l_2 — степени принадлежности к классу 1 и классу 2. В случае наличия только бинарных признаков алгоритм совпадает с обычным, «четким».

После решения задачи с использованием теории нечетких множеств возникает необходимость в интерпретации результата, представленного в форме нечеткого числа, если речь идет о количественном прогнозе, или в виде степеней принадлежности объекта двум или нескольким классам, если речь идет о качественном прогнозе. Кроме того, нередко возникает необходимость сопоставить результаты, полученные различными методами.

Если результат получен в виде нечеткого числа, то естественно считать наиболее достоверным значение, соответствующее максимальному значению функции принадлежности. Если максимум острый, резко выраженный, то можно говорить, что результат является достаточно точным. Нетрудно придумать формулу, позволяющую по нечеткому числу определить степень его точности (например, с использованием значений второй производной, если она существует, в точке максимума). Возможен и интегральный подход к понятию

точности, основанный, например, на вычислении $\int_{-\infty}^{+\infty} \mu(u) du$.

Если результат получен в виде степеней принадлежности объекта классам, то здесь обычно решение строится таким образом, что сумма степеней принадлежности объекта всем классам равна 1. Естественно отнести объект к тому классу i , степень принадлежности к которому μ_i наибольшая. Точность правила принятия решения зависит не только от величины μ_i , но и от значений степеней принадлежности к остальным классам, в основном от наибольшей из оставшихся степеней принадлежности μ_j . В качестве степени точности можно поэтому ввести величину $1 - \mu_j / \mu_i$. Можно также ввести понятие, аналогичное энтропии и отражающее, являются ли близкими к 0 либо к 1 значения степеней принадлежности, как для одного отдельно взятого объекта, так и для всех сразу $(-\sum_{i,k} \mu_{ik} \ln \mu_{ik})$.

Однако, вряд ли стоит при этом говорить, что решение с меньшей энтропией всегда лучше решение с большей энтропией, если решения получены несколькими методами. Сами классы могут быть достаточно размытыми, или же исходная информация не позволяет получить достаточно «четкое» решение.

При комплексировании решений, полученных разными методами, возможно несколько подходов. Если результат, например, получен в виде нечеткого числа, то решение, вычисляемое по формуле

$$\mu(x) = \text{Min}(\mu_1(x), \dots, \mu_n(x)),$$

где $\mu_i(x)$ — функции принадлежности, полученные различными методами, представляет собой «пессимистический подход», при котором утверждение, плохо подтверждаемое хотя бы одним методом, считается неверным. Если использовать формулу

$$\mu(x) = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \mu_i(x)}{\sum_{i=1}^n \lambda_i},$$

где λ_i — веса различных методов, то мы применяем подход, основанный на «голосовании» с учетом весов методов.

Если требуется найти, к какому классу отнести объект по совокупности нескольких методов, то возможны подходы, основанные на представлении решений в виде точек единичного куба R^n , где n — число классов (фактически точек гиперплоскости $\sum_{i=1}^n x_i = 1$ и к единичного куба), или точек на границе куба, с учетом значений лишь двух максимальных степеней принадлежности μ_i и μ_j для каждого объекта, и оценке расстояний от этого семейства точек до вершин куба (в различных метриках).

Отмеченная выше неоднозначность интерпретации результата и согласования различных методов отражает, в сущности, расплывчатый характер человеческого мышления и оставляет последнее слово за геологом, предоставляя ему возможность окончательного решения.

D. G. Skublov

APPLICATION OF INDISTINCT MULTIPLICITY THEORY IN GEOLOGICAL STUDIES — ONE OF THE CRITICAL REQUIREMENTS TO CREATE ARTIFICIAL INTELLECT AS A NEW TOOL FOR PETROLEUM EXPLORATION

Experience and knowledge of specialist are very important in geology. Human intellect is fuzzy. Using fuzzy sets in oil geology can reflect its fuzziness.

Fuzziness can appear when we deal with problem of classification because it is difficult to choose typical class representatives, for example representatives of class „deposit“. People divide nature objects into classes, so fuzziness appears.

It can take place when there are restrictions on values of modeling parameters such as interval of their possible values. This restriction is fuzzy because people determine it.

Subjective information such as opinion of geologist is also fuzzy because interpretations of nature processes of different specialists are not equivalent. Fuzzy numbers can take into account errors of data. New information can be very expensive in geology especially in oil geology, so fuzzy sets can be used.

Using fuzzy sets in widely propagated methods of multimeasured statistics can give these methods new possibilities. For example, fuzzy discriminant analysis can take into account errors of data from training set.

When we use fuzzy sets in mathematical models they become more flexible. We can change membership functions and investigate the reaction of the model.

Fuzzy discriminant analysis takes into account uniqueness of nature objects. It considers training set as not homogeneous set. Its elements are representatives of class with some membership function.

In the case when we have many characteristics and few objects we can use so-called logical methods. In these methods characteristics can take only two values, 0 and 1. Using of fuzzy logic in logical methods allows characteristics taking values in [0,1] such as geochemical data.

When we have a result we must interpret it. There are two kinds of result, fuzzy number and fuzzy class. Different ways of interpretation of result and methods intergrations are discussed.

УДК 550.83:553.98(—02):519.2

Ю. А. БУДЯНСКИЙ

Нефтегеофизическое районирование на основе новой технологии распознавания образов

При анализе задачи нефтегеофизического районирования исходными данными являются конечные результаты производственных отчетов — цифровые геофизические карты. Идея постановки типовой геологоразведочной задачи состоит в следующем. Предполагается, что есть прямой метод прогноза нефтеносности, разрабатывается множество допустимых косвенных методов, формулируется критерий эффективности и выбирается эффективный метод. Пусть в области поисков $g(X)$, $X \in X_0$ определен геологический полигон, на котором прямыми измерениями $\varphi(x_j)$ выделены, разделены, упорядочены и оценены прогнозные объекты. В этих же точках проведены косвенные измерения свойств $f_{ij} = f_i(x_j)$, $i = 1, l$. Необходимо в $g(X)$ найти перспективные объекты, используя только косвенную информацию. Полигон полностью определен своей экспериментальной базой $[a_j, \varphi_j, S_n, F_{nj}]$, где a_j — выделенные объекты (точки), S_n — сеть измерения, $F_{nj} = f_{ij}$, $j = 1, N$ — полный комплекс измерений. Постановкой определяется вычислительная база $[A_l, S_b, F_{kj}, \Lambda(a_j, A_l), \lambda_0]$, где A_l — образ прогнозных объектов, S_b — сеть вычислений, F_{kj} — рациональный комплекс измерений, $\Lambda(a_j, A_l)$ — мера сходства объекта с образом, λ_0 — константа. Постановка подзадачи выделения проводится на базе $[a_j^b, \varphi_j^b, S_n^b, F_{nj}^b]$ так, что выделенные аномалии по F_{kj}^b совпадают на полигоне с проекциями выделенных объектов по φ_j^b . В результате определяется вычислительная база выделения объектов $[S_b^b, F_{kj}^b, \lambda^b(a_j, a_l), \lambda_0^b]$ в области $g(X)$. Постановка подзадачи разделения проводится на базе $[a_j^p, \varphi_j^p, S_n^p, F_{nj}^p]$ так, что разделения объектов на перспективные и неперспективные по F_{kj}^p и φ_j^p совпадают на полигоне. В результате определяется вычисли-

тельная база разделения объектов $[A_l^n, S_b^n, F_{ki}^n, \Lambda^p(a_j, A_l), \lambda_o^n]$. Постановка подзадачи упорядочения проводится на базе $[a_j^n, \varphi_j^n, S_n^n, F_{nj}^n]$, так, что прямое (по φ_j^n) и косвенное (по F_{nj}^n) упорядочения совпадают на полигоне. В результате определяется вычислительная база упорядочения объектов $[A_l^n, S_b^n, F_{ki}^n, \Lambda^n(A_j, A_l), \lambda_o^n]$. Постановка подзадачи оценивания проводится на базе $[a_j^o, \varphi_j^o, S_n^o, F_{nj}^o]$ так, что прямое и косвенное оценивание на полигоне совпадают. В результате определяется вычислительная база оценивания объектов $[A_l^o, S_b^o, F_{ki}^o, \Lambda^o(a_j, A_l), \lambda_o^o]$. В основу анализа положена новая технология распознавания образов (РО). Она расширила круг классификационных подзадач, включив в их число «дораспознавательские» — организация геологических полигонов и выбор геофизических образов и «послераспознавательские» — получение оценки эффективности решений, независимой от материала обучения.

Перейдем к численному анализу нефтегеофизического районирования. Пусть A — мысленное множество точек измерений прогнозного геологического объекта во всех его проявлениях (например, залегание шеркалинской или баженовской толщ в различной геологической обстановке), геофизические образы которых мы попытаемся сконструировать, A_o — экспериментальное множество косвенных (например, дистанционных) измерений. Выделим в A_o подмножество точек A_o , на которых измерено прямое свойство φ . Определение 1: прямым свойством называется такое φ , что при ошибке $\delta\varphi = 0$ ошибка локального прогноза всегда $\delta\Phi = 0$, а косвенным свойством называется такое f , что при $\delta f = 0$, $\delta\Phi \geq 0$.

Соотношение стоимостей C_φ и C_f имеет вид $C_\varphi \gg \sum_{i=1}^n C_{fi}$. Назовем A_o

геологическим полигоном, если он позволяет выполнить допустимую постановку задачи. Воспользуемся эмпирической базой постановки задачи. Для определения образов A_l , $l=1, L$ рассмотрим множество значений φ_j , $j=1, N$. В нефтяной геологии под φ обычно понимают дебиты, продуктивность в скважинах, удельный запас на скважину и т. д. Один образ A_1 определяют значения $\varphi_j = 0$ — это точечное представление об отсутствии прогнозируемого объекта. Еще один образ A_L также отчетливо выделяется неравенством $\varphi_i \geq \varphi_{L-1}$, где φ_{L-1} — граничное значение между образами A_{L-1} , A_L . Еще один образ A_2 представляет собой множество точек (скважин), испытания в которых прогнозных объектов дали пленки нефти или слабые проявления нефтеносности $\varphi_j \leq \epsilon$. Остальные образы четко не определяются и интервал $(\epsilon, \varphi_{L-1})$ принимается за один образ или делится на равное число подинтервалов. Выбор образов A_L осуществляется в пространстве геофизических свойств F_n , которое задается множеством A_o и мерой сходства $\lambda_F(a_i, a_j)$, позволяющей измерять близость точек. Идея такого выбора состоит в поиске топологических инвариантов пространств F и φ . Такими инвариантами могут быть компактность, локальная компактность или свя-

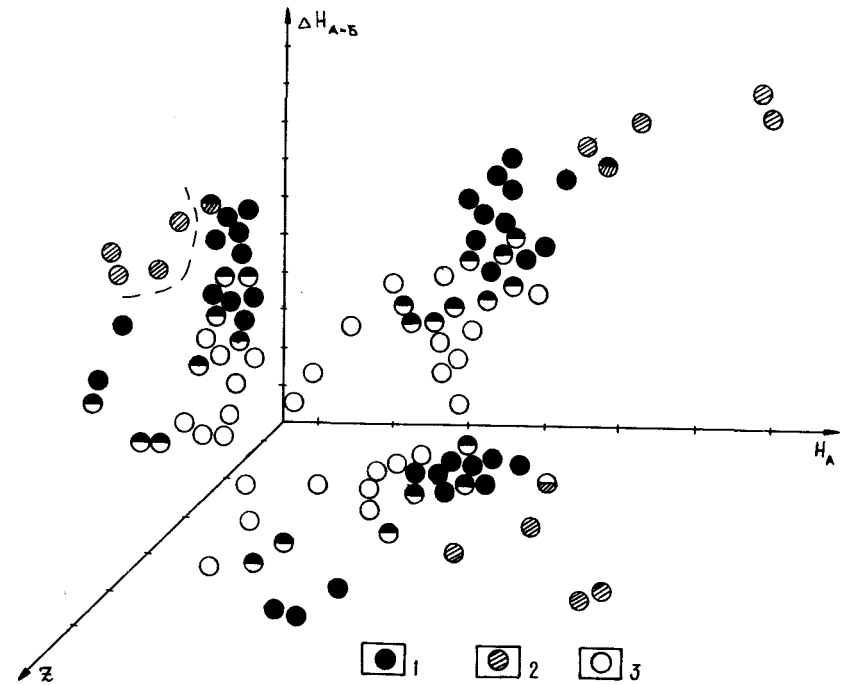


Рис. 1 Иллюстрация точечных образов:
1-2 — коллекторов: 1 — нефтеносных, 2 — водоносных; 3 — пород-неколлекторов.

зность точек a_j в F и φ , определяемые через $\lambda_F(a_i, a_j)$. Используя последнюю инварианту, выделим на образах A_2 компоненты связности A_u в F . Определение 2: подмножество A_u называется компонентой связности, если для каждой пары точек $a_i, a_j \in A_u$ $\exists (a_{i+1}, a_{i+2}, \dots, a_{j-1})$, что $\overline{\lambda}_F(a_i, a_{i+1}) \geq \overline{\lambda}_o$, $\overline{\lambda}_F(a_{i+1}, a_{i+2}) \geq \overline{\lambda}_o, \dots, \overline{\lambda}_F(a_{i+1}, a_{i+2}) \geq \overline{\lambda}_o, \dots, \overline{\lambda}_F(a_{j-1}, a_j) \geq \overline{\lambda}_o$, где $\overline{\lambda}_o$ — определяется, как среднее значение последовательности значений $\lambda_F(a_i, a_j)$ на парах точек по их цепочке в A_o . Совокупность КС объемом три и более точек образуют геофизические образы A_l , $l=1, L$. Из опыта интерпретации данных нефтяной геологии известно, что образ A_2 акомпактен. На рис. 1 на геофизической плоскости H_A (значение глубин до фундамента на структурной сейсмической карте) и H_{A-B} (изопахиты между отражающими горизонтами А и Б) представлены точечные образы нефтеносных и водоносных коллекторов шеркалинской толщи, а также мест ее выклинивания (обведены точки, образующие КС). Понятно, что с изменением $\overline{\lambda}_o$ будут меняться как объемы КС, так и их число $m(\overline{\lambda}_o)$. Рассмотрим зависимость $m(\overline{\lambda}_o)$. Справедливо $\overline{\lambda}_o = 0$, $m=1$ и $\overline{\lambda}_o = 1$, $m=N$. Выделение КС есть обнаружение закономерности на данных в A_o , при $\overline{\lambda}_o = 1$ — это

бесструктурное множество, при $\lambda_0 = 0$ — неделимое множество с точки зрения выделения КС. Структура A_0 проявляется при $0 < \lambda_0 < 1$, причем в направлении от 0 к 1 переходим от выявления глобальных закономерностей к локальным. Перегибы дискретной функции $m(\lambda_0)$ будут соответствовать такому переходу. Алгоритм определения перегибов позволит оценить рациональное λ_0 .

Информативность свойств f_i определим как двухместную функцию $\alpha(f_i, A_i)$, что соответствует известному факту: выраженность объектов разная в различных геологических пространствах. До сих пор в РО этот факт не учитывался, искали одно минимальное признаковое пространство для всех образов. На рис. 2 схематично представлена эта ситуация. В $\alpha(f_i, A_i)$ должны входить показатели, учитывающие свойства A_i (компактность, форму, мощность), как одного объекта, так и связь с другими A_i (соседство, удаленность), т. е. «общую картину» закономерности в A_0 . В первом приближении получена следующая формула $\alpha(f, A) = \left(1 - \frac{\delta f}{\Delta f}\right) \frac{r_f}{\Delta f} \frac{m}{N}$, где $\delta f, \Delta f$ — размахи значений f на A_{ii} и A_0 ; r_f — среднее расстояние по f от центра тяжести A_{ii} до других КС; m, N — объемы A_{ii} и A_0 . В результате постановки ГРЗ получаем расчетную базу для ее решения ($n=3, L=2$)

$$\alpha(f_i) = \begin{pmatrix} A_{11} & A_{12} & A_{21} & A_{31} & A_{32} \\ a_{i1}^1 & a_{i1}^2 & a_{i2}^1 & a_{i3}^1 & a_{i3}^2 \end{pmatrix}, i = \overline{1,3}.$$

На рис. 3 иллюстрируются зависимости $\alpha(f_i, A_i)$ для точечных образов продуктивных (1) и непродуктивных (2) коллекторов баженовской толщи Салымского района. Фиксируются значительные отличия в информативностях структурной сейсмической карты H_B и производных поля Δg для разных образов.

Локальный прогноз $a_i \in A_0$ осуществляется с помощью мер сходства. Например, с учетом только разности значений $\lambda_f(a_j, a_i) = 1 - \left(\frac{f_i - f_j}{f^{**} - f^*}\right)^2$, где $f^{**} = \max(f_i), f^* = \min(f_j)$. Мету сходства с учетом комплекса свойств F_n в первом приближении можно записать как линейную комбинацию парных мер $\lambda_{F_n}(a_i, a_j) = \sum_{k=1}^n \alpha_k \lambda_{f_k}(a_j, a_i)$ $\sum_{k=1}^n \alpha_k = 1$, где α_k определены выше. Далее рассмотрим проекции a_j и A_{ii} в различных подпространствах $F_k, k = \overline{1, n}$. Введем информативность комплекса свойств $F_k = (f_1, f_2, \dots, f_k)$. Для этого используем прямое свойство φ и мету связи или коэффициент корреляции его с косвенным f , такие формулы $\sigma(\varphi, f)$ известны. Мету связи φ с комплексом F_k введем в первом приближении, как линейную функцию от парных мер $\sigma(\varphi, F_k) = \sum_{i=1}^k \alpha_i \sigma(\varphi, f_i)$. В подпространствах

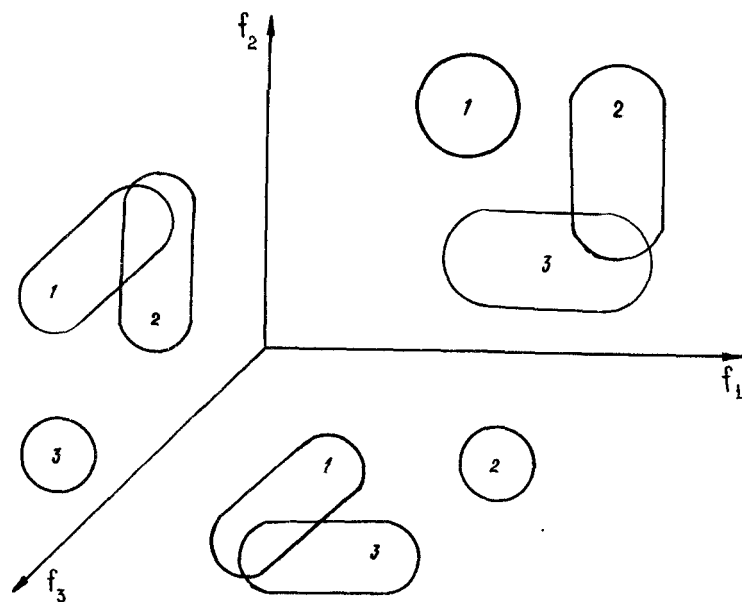


Рис. 2. Проекция геофизических образов (1, 2, 3) в пространстве $F_3 = (f_1, f_2, f_3)$.

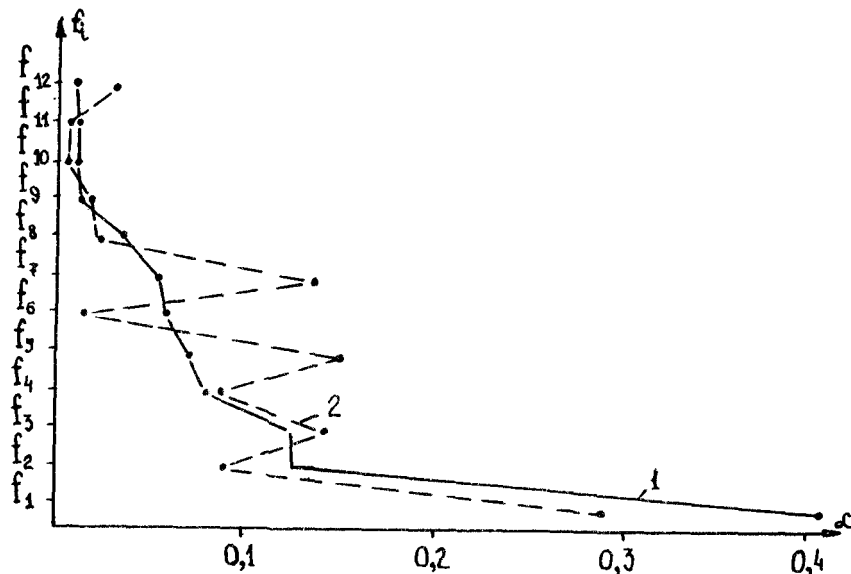


Рис. 3. График изменения информативности геофизических характеристик: 1 — для образа высокопродуктивных, 2 — для образа «сухих» скважин Салымского месторождения нефти. f_1 — энергия отраженных волн от горизонта Б; f_2, f_3, f_4 — остаточные гравитационные аномалии при радиусах осреднения соответственно $r=3, 5, 7$ км; f_5 — структурная сейсмическая карта; f_6, f_7 — вторая и третья вертикальные производные силы тяжести; f_8 — схема гамма-каротажа, построенная по измерениям в скважинах; f_9 — полный вектор магнитного поля; f_{10}, f_{11} — смешанные вторые производные силы тяжести; f_{12} — температурное поле, построенное по измерениям в скважинах.

F_k определим $\lambda_{F_k}(a_j, A_l)$ и соберем их в проективную меру сходства, суммируя с коэффициентами $\beta_k = \sigma(\varphi, F_k)$, $\sum_{k=1}^n \beta_k = 1$

$$\Lambda(a_j, A_l) = \sum_{k=1}^n \beta_k \sum_{m=1}^{c_k} \max_{i \in A_l} \sum_{p=1}^{m(k)} \alpha_p \lambda_{F_p}(a_j, a_i),$$

где в каждом F_k мера сходства вычисляется между a_j и ближайшим к нему $a_i \in A_l$, что согласуется с принципом положительной аналогии.

Имея $\Lambda(a_j, A_l)$, $l=1, L$, строим прогнозную карту в именах образов, если $\max_l \Lambda(a_j, A_l) \geq \lambda_0$ и $|\Lambda(a_j, A_l) - \Lambda(a_j, A_l)| \leq \lambda_0/10$, иначе в точках на профиле, где не выполнены эти условия — пропуск. Эти пропуски формируют зону отказа от решений, которая возникает: 1) пересечением КС из различных образов и формируется формулой $A_\sigma = \bigcup A_{li} \cap A_{ri}$; 2) геометрическим местом точек равных удалений между A_l и A_l (на рис. 1 пунктиром). Величина $K_0(A_0) = 1 - \frac{m(A_0)}{m(A_0)}$ — есть одна из характеристик эффективности геологического полигона. Другими характеристиками эффективности могут быть частоты правильных решений для каждого образа $K_l(A_0) = \frac{n_l}{N_0}$, $l=1, L$. Получим их асимптотические значения следующим образом. Пронумеруем произвольно все объекты на A_0 датчиком случайных чисел (ДСЧ). С помощью ДСЧ будем выбирать «случайные» полигоны $A_c \subset A_0$. На их последовательности с разными объемами N_c и наборами $\bar{a}_j \in A_c$ получим асимптотические оценки $K_l(A_0)$, $l=0, L$.

Рассмотренная методика была положена в основу автоматизированной системы решения геологоразведочных задач, имеющей подсистемы постановки, решения и оценки эффективности решения. Приведем примеры анализа нефтегеофизического районирования. Первый объект прогноза представляют породы-коллекторы баженовской толщи в Салымском районе. Геологический полигон представляет собой 26 продуктивных и 11 непродуктивных разведочных скважин. В качестве φ использованы продуктивности и заключения об отсутствии притоков нефти. Получено распределение прогнозной продуктивности (рис. 4) по сетке измерений с шагом 1 км, и есть возможность сопоставить ее с фактической в скважинах на полигоне. Подтверждение составляет 80%. Для прогноза использовались свойства, приведенные на рис. 3. Прогнозную карту следует рассматривать как геофизическую основу для предварительной разведки. На части площади (обведена рамкой) был вычислен прогноз продуктивности (рис. 5) по сетке с шагом 0,25 км. Полигон составили кусты промысловых скважин с дебитами нефти из пласта Ю₀. Для прогноза использовались девять динамических параметров сейсмотрасс ОГТ (амплитуды, видимые периоды, энергии в различных частотных интервалах и т. д.) во временном интервале отражений от горизонта Б. Анализ карты дал 86% подтверждения геофизи-

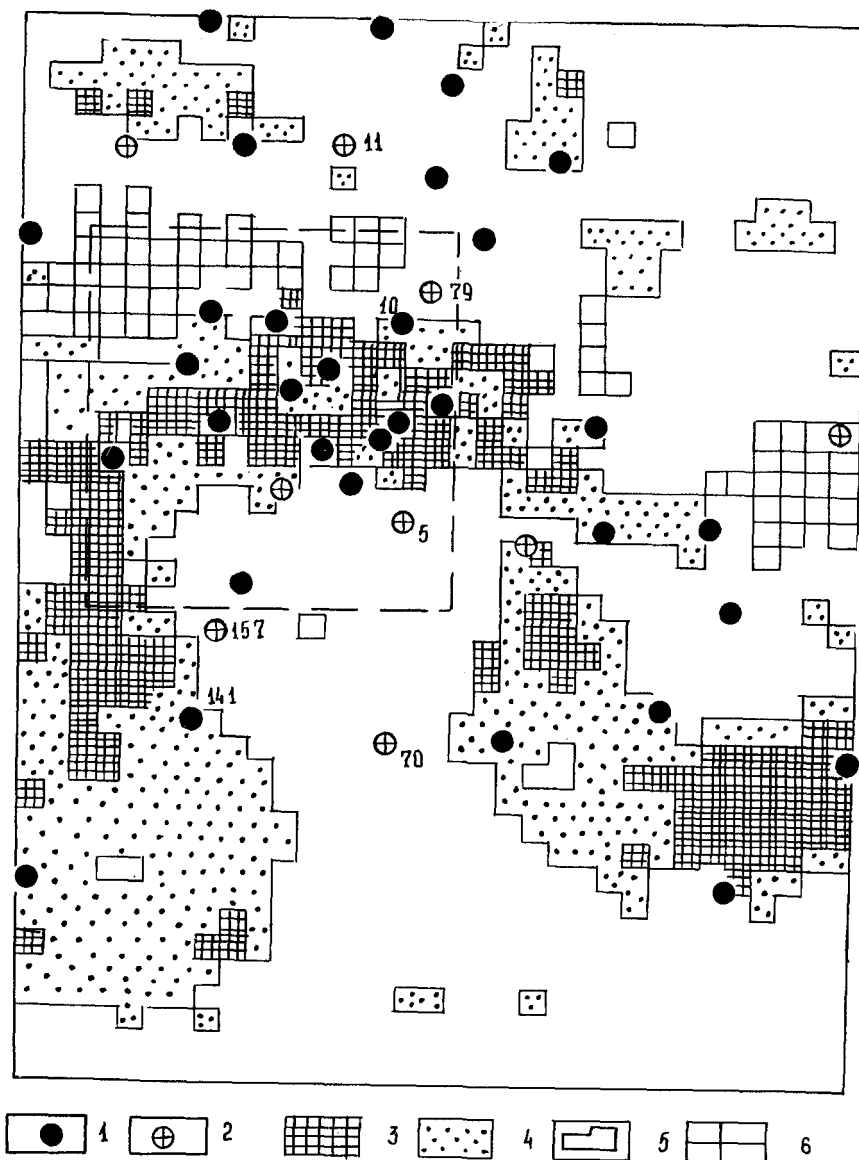


Рис. 4. Геофизическая основа предварительной разведки баженовской толщи Салымского месторождения нефти:
1-2 скважины: 1 нефтеносные, разведочные, 2 непродуктивные; 3-4 — зоны: 3 прогнозные высокоперспективные, 4 перспективные; 5 — область отказа от решения; 6 — неперспективные зоны.

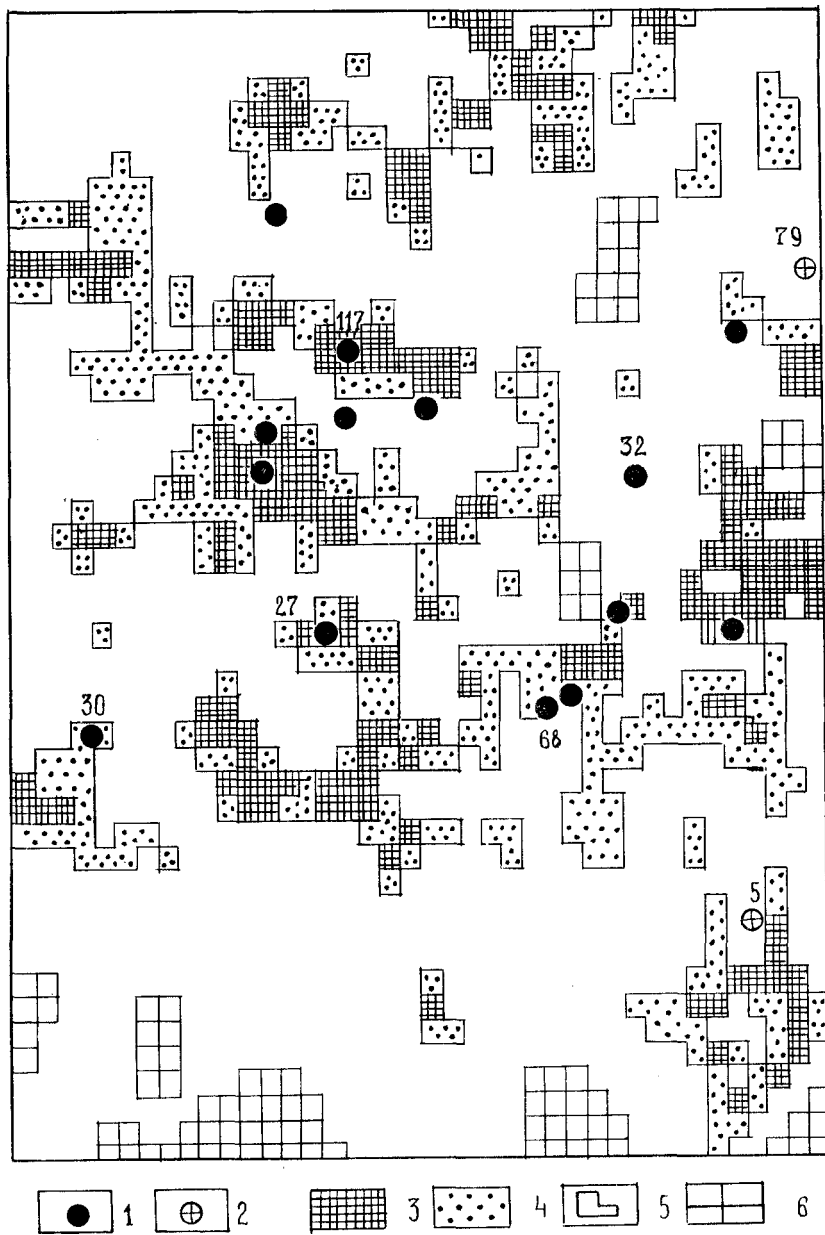


Рис. 5. Геофизическая основа детальной разведки Салымского месторождения: 1-2 — скважины: 1 — нефтеносные, промысловые и разведочные; 2 — нефтепродуктивные; 3-4 — зоны: 3 — прогнозные высокоперспективные; 4 — перспективные; 5 — область отказа от решения; 6 — неперспективные зоны.

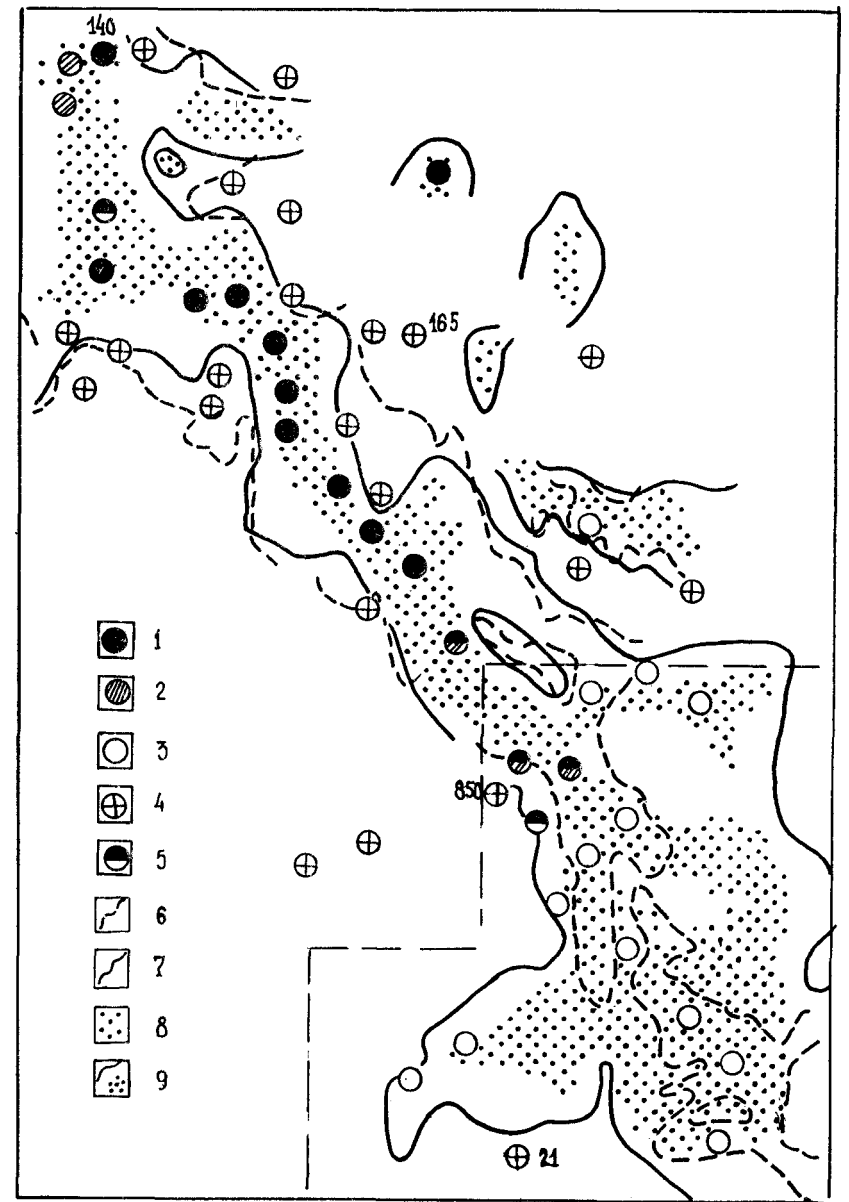


Рис. 6. Прогнозная карта распространения пород-коллекторов шеркалинской толщи в Широтном Приобье:

1-5 — скважины: 1 — нефтеносные, 2 — водоносные, 3 — проектные, 4 — не вскрывшие породы-коллекторы, 5 — в пласте ЮК_п; 6-7 — границы зоны распространения; 6 — отложений Т₂, 7 — пород-коллекторов; 8 — область уверенного прогноза; 9 — область отказа от решения.

ческого прогноза эксплуатационным бурением. Эту карту можно рассматривать как геофизическую основу детальной разведки.

Вторым объектом прогноза были породы-коллекторы шеркалинской толщи (пласты ЮК₁₀, ЮК₁₁) в Широтном Приобье. Геологический полигон составили скважины, вскрывшие пласты с дебитами воды или нефти, и скважины, не вскрывшие шеркалинскую толщу на Южно-Талинской площади. На рис. 1 иллюстрируются их геофизические точечные образы. Ясно видна локальная компактность в структуре А₀. Комплекс косвенных свойств состоял из H_A , H_{A-B} , t_0 — время прихода отраженных волн в методе ОГТ, z — вертикальная составляющая магнитного поля. Информативность первых двух легко оценить, пользуясь рис. 1 и формулой $\alpha(f, A)$. Проведено районирование коллекторов толщи (рис. 6) в масштабе 1 : 200 000. Наш прогноз сопоставлен с распространением отражающего горизонта Т₂ (базовая методика прогноза). Они совпадают с точностью до деталей, хотя именно в зоны несовпадения и пришелся основной объем непродуктивных скважин, которые бурились по горизонту Т₂. Южнее скв. 850 в момент построения прогнозной карты не было пробурено ни одной скважины. За это время наша карта уже подтверждена шестью скважинами, а горизонт Т₂, только пятью.

Yu. A. Budyansky

GEOPHYSICAL ZONATION BASED ON A NEW TECHNOLOGY OF IMAGE RECOGNITION

A technological discrepancy appeared between computer processing in geophysical exploration and expert solutions in prospecting results in decrease of the computation efficiency. Therefore, the initial data for the analysis of the problem of the geophysical zoning of oil fields would be the final processing output in terms of numerical geophysical maps. The idea of the problem formulation is as follows. It is assumed that there is a direct method of oil content forecast; now a great number of acceptable indirect methods are being developed as well as a performance criterion is being formulated and effective method is being selected. Let us determine for the prospecting area $g(x)$, if $x < x_0$, the geological testing ground where predictive objects are isolated, separated, ordered and estimated by direct measurements of $\varphi(x)$.

Indirect measurements of the properties $F_n = f_i(x)$, $i = \overline{1, n}$ (database), were carried out in the same points. It is necessary to detect promising objects in the area $g(x)$ using only geophysical data. A new technology of image identification forms the basis for the analysis. Due to this technology a range of classification subproblems has been broadened up to „preidentification“ subproblems which include a selection of geophysical images and „postidentification“ ones which provide a solution efficiency estimation independent of data for training. The idea of selection images as point sets implies the search for topological invariant (compactness and connectivity) spaces F and φ . As a result, we receive a calculating base with a_i denoting images, F_k denoting data complexes, a_{ij} denoting informativeness f_i and λ_0 denoting an identification constant. A local forecast is accomplished by the use of the projective similarity measure $\lambda_r(a_i, A_i)$ providing us with the quantitative expression of the principles of the positive, negative and complete analogies obtained from the calculating base.

The discussed procedure was taken as a basis of the computerized system which includes subsystems of formulation, solution and efficiency estimation. The Bazhenovskaya formation in Salym region is the first object of the forecast. The geological testing ground encloses 26 producing and 11 dry wells. Productivities

and conclusions about the lack of oil inflows are used as φ . The distribution of the predicted productivities within the grid with a 0,25 km spacing has been obtained; and there is an opportunity to compare the predictive and actual values of productivity in the studied wells. The validation is of 80 %. The lenticular structure of the oil accumulations has been confirmed; and the interference between the wells of the same complex geophysical anomaly is also observed. The Sherkalinskaya formation in the central Ob area is the second object of the forecast. The geological testing ground is formed by 32 wells which have drilled in oil- or water-bearing reservoirs and those wells which have not covered the Sherkalinskaya formation in the Yuzhno-Talinskaya area. We have derived a forecast of the water- and oil-bearing reservoirs distribution over the beds ЮК₁₀ and ЮК₁₁ in the area 70 kilometres south of the testing ground. At the moment of a prognostic map construction none of wells were drilled. Since 1986, our map has been verified by the data from 6 wells. The similar maps of the well-investigated Yuzhno-Talinskaya area constructed in order to validate the forecast are characterized by the efficiency of 96 %. By analogy with the Schlumberger technology the proposed procedure has been also tested for the forecast of reservoir properties, lithology, saturation pattern, open porosity and free water saturation in the producing intervals of the exploratory wells from the log data.

УДК 550.83.015.013

А. М. ВОЛКОВ, В. И. ПЯТКОВ, А. Н. СИДОРОВ,
С. В. ТОРОПОВ

Метод оптимального восстановления полей геолого-геофизических параметров

Геологоразведочные работы — это сложные дорогостоящие эксперименты на природных объектах, по результатам которых создается модель геологического строения участка земной коры. От того, насколько адекватна модель реальному объекту, зависит надежность геолого-экономических оценок и обоснованность принимаемых решений.

Любой геологический объект является системой, характеризуемой некоторым множеством наблюдаемых взаимозависимых свойств, которые назовем геолого-геофизическими полями. Термин «поле» выбран потому, что значения свойств могут быть в принципе измерены в любой точке геологического пространства. Таким образом задача построения модели объекта сводится к восстановлению соответствующих полей свойств.

Первый этап задачи моделирования заключается в построении множества состояний геолого-геофизических полей. Определим его как пространство непрерывных, k -раз дифференцируемых векторно-значных функций, заданных в области $\Omega \subset R^2$. Обозначим это множество через $H^n(\Omega) = H(\Omega) \times \dots \times H(\Omega)$.

Введенное пространство состояний полно в том смысле, что для любого реально наблюдаемого геолого-геофизического поля можно найти ему адекватную модель из $H^n(\Omega)$. Однако это пространство включает и такие элементы, которые не имеют аналогов в природе. Чтобы распознать допустимые и недопустимые состояния, введем в $H^n(\Omega)$ модель знаний о свойствах геолого-геофизического поля. Эти знания могут быть результатом обобщения эмпирических данных, теоретических построений с использованием фундаментальных принципов и законов. Также

это могут быть разнообразные гипотезы и предположения о механизме формирования исследуемого поля.

Математическая модель знаний о свойствах геолого-геофизического поля может быть представлена в виде системы уравнений

$$\sum_{k=1}^n A_{ik} U_k = 0 \quad i=1, \dots, n, \quad (1)$$

где A_{ik} — линейный оператор, действующий из $H(\Omega)$ в $L_2(\Omega) \cap C(\Omega)$. Множество векторзначных функций $\bar{U} = (U_1, \dots, U_n) \in H^n(\Omega)$, удовлетворяющих системе уравнений (1), образует линейное подпространство допустимых моделей геолого-геофизического поля. В природных же системах число факторов, влияющих на геометрию поля, не поддается учету, поэтому не существует модели знания, которая бы в точности отвечала реально наблюдаемому полю.

Ослабим требования к модели знания, в связи с чем введем в правую часть равенства (1) отличную от нуля функцию $\xi(x)$, которую назовем невязкой модели знания. Зададим в пространстве $L_2(\Omega) \cap C(\Omega)$ функционал «плотности распределения» невязки

$$J_\mu(\bar{\xi}) = \exp(-\mu/2 \sum_{i=1}^n \int_{\Omega} (\xi_i^2 dx), \quad (2)$$

где μ — некоторое положительное число. Функционал (2) порождает «плотность распределения» состояний \bar{u} в пространстве $H^n(\Omega)$

$$\Phi_\mu(\bar{u}) = \exp(-\mu/2 \sum_{i,k,l=1}^n \int_{\Omega} (A_{ki} u_k A_{li} u_l) dx. \quad (3)$$

Этот функционал принимает максимальное значение на множестве функций $u_o \in H^n(\Omega)$, удовлетворяющих уравнению (1). С ростом невязки модели знания величина $\Phi_\mu(\bar{u})$ уменьшается. Пространство $H^n(\Omega)$ и функционал плотности распределения невязки определяет пространство допустимых состояний геолого-геофизического поля относительно выбранной модели знания.

Пусть далее в области исследования Ω проведены измерения значений геолого-геофизического поля. Покажем, что и в этом случае в пространстве $H^n(\Omega)$ можно построить функционал «плотности распределения», который упорядочит модели геолого-геофизического поля по степени соответствия результатам наблюдения.

Рассмотрим совокупность линейных операторов $T_m (m=1, 2, \dots, N)$, действующих из $H^n(\Omega)$ в пространство векторов R^n . Каждый оператор T_m является математической моделью средств наблюдений. Результаты модельных измерений поля \bar{u} определяются формулой

$$T_m(\bar{u}) = \bar{v}_m \in R^n. \quad (4)$$

Реальные измерения геолого-геофизического поля содержат аддитивный шум $\bar{\eta}_j$, относительно которого постулируется:

- случайные вектора $\bar{\eta}_j (j=1, \dots, N)$ независимы;
- $\bar{\eta} \in N(0, \Lambda_j)$, где ковариационная матрица имеет вид

$$\Lambda_{jik} = \sigma_{ji}^2 \delta_{ik} \quad i, k=1, \dots, n. \quad (5)$$

Условие (6) позволяет ввести в пространстве $H^n(\Omega)$ функционал соответствия модельных измерений реальным:

$$C_\Lambda(\bar{u}) = \exp(-1/2 \sum_{j=1}^N (T_j(\bar{u}) - \bar{v}_j^* \Lambda^{-1} (T_j(\bar{u}) - \bar{v}_j^*)), \quad (6)$$

где (\dots) — обычное скалярное произведение в R^n , \bar{v}_j^* — вектор наблюдаемых значений поля \bar{u} .

Полагая невязки моделей (1) и (4) независимыми, мы можем построить функционал правдоподобия, пользуясь по аналогии правилом вычисления вероятности двух независимых событий. Таким образом, функционал правдоподобия имеет вид:

$$P_{\mu\Lambda}(\bar{u}) = \exp \left(-\mu/2 \sum_{ikl} A_{ki} u_k A_{li} u_l dx - 1/2 \sum_{j=1}^N (T_j(\bar{u}) - \bar{v}_j^* \Lambda^{-1} (T_j(\bar{u}) - \bar{v}_j^*)) \right). \quad (7)$$

Наиболее правдоподобной моделью геолого-геофизического поля будет такая функция $\bar{u}^* \in H^n(\Omega)$, которая максимизирует функционал $P_{\mu\Lambda}$. Функция \bar{u}^* , при фиксированных значениях μ и Λ имеет наименьшую невязку с моделью знаний и наилучшим образом согласуется с результатами наблюдений.

Легко видеть, что задача максимизации функционала правдоподобия (7) сводится к известной в математической физике регуляризационной задаче. С вычислительной точки зрения «точное» решение вариационной задачи (7) может оказаться неразрешимой проблемой. Поэтому в работе [4] предлагается воспользоваться конечномерной аппроксимацией пространства состояний $H^n(\Omega)$ некоторым классом функций, например, дважды кубическими сплайнами, и в этом классе отыскивать решение поставленной задачи.

Аппроксимируем исходное пространство $H(\Omega)$ конечномерным пространством $F^Q(\Omega) \subset H(\Omega)$. Введем в $F^Q(\Omega)$ базис W_1, \dots, W_Q и пусть L_1, \dots, L_Q — непрерывные линейные функционалы на $H(\Omega)$, такие, что

$$(L_i W_j) = \delta_{ij}. \quad (8)$$

Тогда для любой функции $\bar{u} = (u_1, \dots, u_n) \in H^n(\Omega)$ можно координатно построить ее конечномерную аппроксимацию

$$u_k \in H(\Omega) \rightarrow \sum_{j=1}^Q u_{kj} W_j \in F^Q(\Omega), \quad (9)$$

где $u_{kj} = (L_j u_k)$.

Пусть $\tilde{P}_{\mu\Lambda}$ — сужение функционала правдоподобия на множество $F^Q(\Omega)$. Тогда $-\ln \tilde{P}_{\mu\Lambda}$ — положительно определенная квадратичная форма относительно коэффициентов $u_{ki} (k=1, \dots, n)$, $(i=1, \dots, Q)$ и решение вариационной задачи (7) свелось к минимизации квадратичной формы или решению системы линейных алгебраических уравнений:

$$\sum_{m=1}^n \sum_{s=1}^Q (\mu \alpha_{kims} + \beta_{kims}) u_{ms} = \sum_{i=1}^N T_r(W_i) \sigma_{rk}^{-2} v_{kr}^*, \quad (10)$$

$$k=1, \dots, n; \quad i=1, \dots, Q.$$

Здесь введены обозначения:

$$\alpha_{kims} = \sum_{l=1}^n \int_{\Omega} A_{kl} W_l A_{ml} W_s dx;$$

$$\beta_{kims} = \delta_{km} \sum_{r=1}^N T_r(w_s) \sigma_{rk}^{-2} T_r(w_i).$$

Предложенный вариационный метод восстановления геолого-геофизических полей позволяет выработать единый подход к их изучению.

Чтобы восстановить конкретное поле, необходимо разработать модель знания, включающую процесс формирования поля, его связь с другими наблюдаемыми признаками; рассмотреть способы наблюдения, построить математическую модель этих наблюдений. Затем, используя формулу (7), поставить соответствующую вариационную задачу и, основываясь на уравнениях (9) и (10), решить ее.

Рассмотрим приложение метода восстановления геолого-геофизических полей к задаче построения структурных карт. Для ее постановки и решения введем модель знания — зависимость между структурными поверхностями, образованными в процессе осадочного облекания [3].

Восстановление структурных поверхностей, образованных в процессе осадочного облекания

При построении структурных карт часто возникает ситуация, когда информация о положении границ распределена неравномерно как по площади, так и по глубине, что сильно сказывается на качестве моделей. Чтобы поднять информативность структурных карт по менее освещенным прямыми наблюдениями горизонтам, поступают следующим образом. Выбирается наиболее информационно представительная поверхность, например, опорный сейсмический горизонт. Затем, используя метод схождения, восстанавливают по значительно меньшему числу наблюдений другие границы осадочных тел. Точность таких построений во многом зависит от надежности восстановления опорной поверхности и корректного использования метода схождения. В основе метода схождения могут лежать различные предположения относительно процесса формирования границ осадочных тел. Чем ближе модель формирования границ реальному процессу структурообразования, тем выше достоверность структурных построений.

Рассмотрим одну из таких моделей, описывающих динамику изменения рельефа при осадочном облекании [3].

Динамика рельефа i -го слоя в структуре облекания описывается уравнением:

$$\partial u / \partial t = \lambda \nabla^2 u + j(t) \quad t_{i-1} < t \leq t_i \quad (a)$$

$$\partial u_i / \partial t = 0 \quad (б)$$

$$u_{i-1}(x_1, x_2) = u(x_1, x_2, t); \quad u_i(x_1, x_2) = u(x_1, x_2, t) \quad (в),$$

где λ — скорость разрушения поверхности в км/год при градиенте рельефа 1/км; $\varphi(t)$ — скорость привноса осадочного материала на данную поверхность; $\nabla^2 = \partial^2 / \partial x_1^2 + \partial^2 / \partial x_2^2$ — оператор Лапласа.

При выводе уравнения сделаны следующие предположения: рельеф поверхности i -го слоя фиксирует положение дневной поверхности (морского дна) при $t=t_i$ (в); формирование i -го слоя, заключенного между поверхностями u_i и u_{i-1} , происходит на отрезке времени $t_{i-1} < t \leq t_i$ и связано с поверхностными процессами (а); при $t > t_i$ рельеф i -ого слоя остается неизменным (б).

Чтобы использовать уравнения (а-в) в качестве модели знания, необходимой для постановки задачи картирования, введем некоторое упрощение. Заменим в уравнении (а) производную $\partial u / \partial t$ на разность $(u_i - u_{i-1}) / \Delta t$, $\Delta t = t_i - t_{i-1}$. Подставив это значение в исходное уравнение, получим

$$u_i = u_{i-1} + \lambda \cdot \Delta t \cdot \nabla^2 u_{i-1} + \varphi_i, \quad (11)$$

где φ_i — суммарное осадконакопление за период t_i, t_{i-1} .

Положим, что функция u_{i-1} известна и требуется восстановить поверхность u_i по наблюдениям в точках $M(x_k, y_k)$, $k=1, \dots, N$. Пусть v_{ik} — абсолютные отметки поверхности u_i в точках $M(x_k, y_k)$. Сгруппируем модель процесса формирования структурных поверхностей (11) и способ наблюдения поля абсолютных отметок в функционале правдоподобия

$$P_{\mu, \sigma^2}(u_i) = \exp(-\mu/2 \| u_i - u_{i-1} - a \nabla^2 u_{i-1} - \varphi_i \|_{L_2}^2(\Omega) - 0,5/\sigma^2 \sum_{k=1}^N (u_i(M_k) - v_{ik})^2) = \max_{u_i \in H(\Omega), a, \varphi_i \in R} \quad (12)$$

В этой постановке отыскивается не только неизвестная функция рельефа $u_i(x)$, но и параметры процесса седиментационного облекания a и φ_i .

Примеры построения моделей наблюдений

При построении структурных карт, особенно на ранней стадии изученности, возникает необходимость одновременного использования разнообразной информации, например, абсолютных отметок, элементов залегания тел, значений каких-то средних показателей и др. Чтобы эту информацию можно было обрабатывать, нужно поставить ей в соответствие адекватное математическое описание.

Математической моделью наблюдений элементов залегания является линейный оператор [1, 2]

$$T_1 u = A \nabla u, \quad (13)$$

где A — матрица, соответствующая двум ортогональным единичным векторам \vec{l}_1, \vec{l}_2 , определяющим направления падения и простирания: ∇ — оператор градиента.

Результатом модельного измерения поверхности $u \in H(\Omega)$ в точке $M \in \Omega$ является вектор, компоненты которого совпадают со значениями тангенсов углов наклона поверхности $u(x)$ в направлениях \vec{l}_1 и \vec{l}_2 . Пусть $v^* = \text{tg} \theta$ — результат реального измерения тангенса угла падения структурной поверхности в точке M , и пусть φ — азимут падения. Тогда невязка модельных и реальных измерений вычисляется по формулам:

$$\begin{aligned} \cos \varphi \frac{\partial u}{\partial x} \Big|_M + \sin \varphi \frac{\partial u}{\partial y} \Big|_M - \text{tg} \theta &= \eta_1, \\ -\sin \varphi \frac{\partial u}{\partial x} \Big|_M + \cos \varphi \frac{\partial u}{\partial y} \Big|_M &= \eta_2. \end{aligned} \quad (14)$$

Вторая компонента невязки появляется из условия, что тангенс угла наклона поверхности вдоль простирания равен нулю.

Для вычисления средних глубин структурной поверхности в некоторой подобласти $B(\Omega)$ воспользуемся интегральной формулой среднего

$$\bar{u} = \int_B u d\mu(x) = T_2(u), \quad (15)$$

где $\mu(x)$ — мера, определяющая способ усреднения.

Операторы T_1 и T_2 являются линейными и непрерывными, поэтому они удовлетворяют требованиям метода восстановления и могут использоваться при решении задачи картирования.

Оценка дисперсии модели геолого-геофизического поля

Решение вариационной задачи (7) доставляет наилучшую в смысле максимума правдоподобия оценку поля \bar{u} . Степень надежности этой оценки определяется величиной ее дисперсии. Пусть $\tilde{P}_{\mu\lambda}$ — сужение функционала правдоподобия на $F^Q(\Omega)$. Так как $\ln \tilde{P}_{\mu\lambda}$ квадратичная форма относительно коэффициентов u_{ki} , $k=1, \dots, n, i=1, \dots, Q$, которая в точке с координатами u_{ki}^* достигает минимального значения, то сдвигая начало отсчета в эту точку, приведем квадратичную форму к каноническому виду

$$\ln \tilde{P}_{\mu\lambda} = -1/2 (\bar{u} - \bar{u}^*, D(\bar{u} - \bar{u}^*)) + C, \quad (16)$$

где D — матрица системы линейных уравнений (10), C — постоянная.

При такой записи функционал правдоподобия $\tilde{P}_{\mu\lambda}$ имеет структуру функции вероятности многомерного нормального распределения с ковариационной матрицей D^{-1} .

Отсюда дисперсия оценки прогноза значений геолого-геофизического поля в точке $M(x, u)$ вычисляется по формуле ($n=1$) из работы [4]

$$\hat{\sigma}^2(x_1, x_2) = \sum_{i,s=1}^Q d_{iis}^{-1} \omega_i \cdot \omega_s \quad (17)$$

Структура формулы такова, что дисперсия не зависит от значений картируемого поля, поэтому она не изменится, если сдвинуть начало отсчета в шкале измерительного прибора.

Изложенный метод оптимального восстановления геолого-геофизических полей полностью реализован в пакетах программ SIGMA и МРС [5], предназначенных для решения задач комплексной обработки геолого-геофизических данных.

В программах обеспечена возможность широкого использования моделей знаний, которые описываются некоторым классом уравнений математической физики, линейными регрессионными уравнениями, эмпирическими формулами и т. д., учитываются разнообразные виды наблюдений. Язык управления пакетом позволяет вести обработку как по жесткой технологической схеме, так и в исследовательском варианте с последовательной проверкой выдвигаемых гипотез и оценкой качества моделей.

Опытная и промышленная эксплуатация пакета программ SIGMA и МРС подтвердила широкие возможности и эффективность метода оптимального восстановления геолого-геофизических полей при решении большого числа практических задач.

ЛИТЕРАТУРА

1. Волков А. М. Решение практических задач геологии на ЭВМ. — М.: Недра, 1980. — 224 с.
2. Игнатов М. И., Певный А. Б. Аппроксимация геологических поверхностей сглаживающими натуральными сплайнами с учетом элементов залегания. — В кн.: Методы и алгоритмы подсчета запасов нефтяных месторождений. — Сыктывкар.: ин-т геологии Коми фил. АН СССР, 1986, вып. 57, с. 25—40.
3. Михайлов В. О. Применение математических моделей для исследования платформенных структур. — Матем. методы и автомат. системы в геологии. Экспресс-информация. Отч. произв. опыт./ВНИИ экон. минерал. сырья и геологоразвед. работ. — М.: ВИЭМС, 1987, вып. 3, с. 1—10.
4. Сидоров А. Н. Методы построения оптимальных карт и оценка их достоверности. — Тюмень.: ЗапСибНИГНИ, 1984, вып. 192, с. 32—39.
5. Торопов С. В., Пятков В. И. Программа совместного моделирования геолого-геофизических поверхностей. — Тюмень.: ЗапСибНИГНИ, 1987, вып. 211, с. 12—27.

A METHOD OF OPTIMUM RECOVERING FIELDS OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL PARAMETERS

Geological prospecting may be considered as very complicated and expensive experiments with natural objects, resulting in construction of models which describe the geological structure of certain part of the Earth crust. A validity of geological and economical estimations depends on adequacy of these models to reality. Each geological object is a system and could be characterized by a set of observable interdependable spatial parameters, referred here as fields of geological and geophysical parameters (GGR); indicating theoretical measurability of each parameter in each point of geological space. Thus the construction of model of certain object consists of reconstruction of corresponding fields of GGR.

To solve the problem let us consider the space of all continuous, k-times differentiable vector functions, defined in given domain. In particular, this space contains adequate models for each really observable field of GGR. Two major types of information could be used to select the model from this space in each certain case. The first is what we call the knowledge of GGP properties. This are few ways to obtain this knowledge: theoretical investigation, based on fundamental laws and certain assumptions, generalization of empirical data, hypothesization, based on principle of geological analogy and so on. Representation of this knowledge in the form of some equations we term „the model of knowledge“. None of possible models of knowledge is exact and it means that the model of object to be determined should satisfy the model of knowledge with residual. We arrange all elements in considered space introducing some measure, which decreases with increasing of this residual. After proper normalization this measure gives for each element probability to fit the knowledge!

The second type of information is various measurement of fields of GGP. It could be values in separate points, gradients, mean values in certain areas and so on. After introducing of mathematical „model for measurement instrument“ we could introduce by analogy to previous type of information „probability to fit the data“ to considered space. Then we obtain the best model as the element, maximizing the multiplication of this probabilities, that means the knowledge of their properties, interdependence and samples in uncoincided points. For convenient computations the considered space should be approximated by some finite-dimensional functional space.

Computer programs SIGMA and MPC, designed for simultaneous of geological and geophysical data, where written, realising this method on full scale with the use of bivariate splines as approximating functions. Controlling language of programs allows to use wide range of knowledge models, derived both theoretically and empirically in the form of linear differential equations, regressional models, empirical formulas. Data processing may be organized by strict technological scheme or in „investigational mode“ with validation of models, obtained with various sets of hypothesis. Few years of intensive usage of programs to solve geological problems in various fields confirm high quality of resulting models, especially in situations with highly irregular or random sampling and data containing unknown systematic and random „noise“.

Содержание

Геологические границы при поисках нефти и газа

<i>Габриэлянц Г. А., Мушин И. А., Бродов Л. Ю.</i> Геологические тела и их границы в сейсмических отображениях	5
<i>Маловицкий Я. П., Остистый Б. К., Симонов А. П., Кропоткин П. Н.</i> Геодинамика и нефтегазоносность тихоокеанских активных окраин	14
<i>Хайн В. Е., Клещев К. А., Соколов Б. А., Шейн В. С.</i> Геодинамические обстановки нефтегазоносных бассейнов СССР	23
<i>Крылов Н. А., Сидоров В. А.</i> Современная геодинамика осадочных бассейнов — новый критерий прогноза нефтегазоносности	34
<i>Оруджева Д. С.</i> Геологические границы при районировании нефтегазоносных территорий	40
<i>Золотов А. Н., Соловьев Б. А., Обрядчиков О. С., Федоров Д. Л., Кононов Ю. С., Утегалиев С. У.</i> Открытие и поиски месторождений уникальных флюидальных систем в подсолоевом комплексе Прикаспийской впадины	48
<i>Бочкарев В. С., Горегая В. В., Нестеров И. И.</i> Нефтегазоносность доюрских кор выветривания Западно-Сибирского бассейна — новое перспективное направление геологоразведки	56
<i>Салаев С. Г., Мехтиев Ш. Ф., Григорьянц Б. В., Буниат-Заде З. А.</i> Новые направления в поисках нефти и газа (в приразломных зонах, эффузивных породах и глинистых толщах)	64
<i>Гусейнов А. А., Зиновьев А. А., Ильин В. Д., Ларская Е. С., Овчаренко А. В., Тальвирский Д. Б., Теплицкий В. А., Якобсон Г. П.</i> Основные критерии локального прогноза нефтегазоносности	73
<i>Иванюта М. М., Кабышев Б. П., Чупрынин Д. И.</i> Принципы зонального и локального прогноза нефтегазоносности в трехслойных резервуарах	82
Дистанционные методы поисков нефти и газа	
<i>Михальцев А. В., Будагов А. Г., Козлов Е. А.</i> Комплексные геофизические методики поиска и картирования сложнопостроенных залежей нефти и газа	90
<i>Буш В. А., Шербакова И. Н.</i> Комплексирование дистанционных (аэрокосмических и геофизических) методов при изучении нефтегазоносных бассейнов в различных структурно-геодинамических и ландшафтных условиях	97
<i>Воробьев В. Я.</i> Информативность дистанционных методов при зональном и локальном прогнозировании структур и их нефтегазоносности в Прикаспийской впадине	107
<i>Кузнецов В. Л., Марков В. М., Сальников А. С., Титаренко В. В.</i> Площадные зондирования квазиголовными волнами при поисках нефтегазоперспективных структур под траппами на Сибирской платформе	115
<i>Тикшаев В. В., Абдулвалиев М. Т., Осипов В. Г., Смилевец Н. П., Глечиков В. А.</i> Сейсмoeлектромагнитный метод поиска нефти и газа на базе единой технологии	122
<i>Даненберг Е. Е., Рудницкая Д. И., Сурков В. С., Конторович А. Э., Берилко В. И., Белозеров В. Б., Кондрашов В. А., Коптяев Н. В., Кривошеев Э. В.</i> Сейсмолитофациальное моделирование континентальных осадочных толщ как инструмент поисков месторождений нефти и газа	131
Новое средство поисков нефти и газа — искусственный интеллект	
<i>Скублов Д. Г.</i> Применение теории нечетких множеств в нефтегеологических исследованиях — одно из необходимых условий создания искусственного интеллекта — нового средства поисков нефти и газа	140
<i>Будянский Ю. А.</i> Нефтегеофизическое районирование на основе новой технологии распознавания образов	147
<i>Волков А. М., Пятков В. И., Сидоров А. Н., Торопов С. В.</i> Метод оптимального восстановления полей геолого-геофизических параметров	157

Geological boundaries in oil and gas prospecting

Gabrielyants G. A., Mushin I. A., Brodov L. Yu. Geological bodies and their boundaries in seismic images

Malovitskiy Ya. P., Ostistyi B. K., Simonov A. P., Kropotkin P. N. Geodynamics and petroleum potential of Pacific active continental margins

Khain V. E., Kleshev K. A., Sokolov B. A., Shein V. S. Geodynamic conditions of the USSR s petroliferous basins

Krylov N. A., Sidorov V. A. Modern geodynamics of sedimentary basins—a new criterion for petroleum potential forecasting

Orudzheva D. S. Geological boundaries used in zoning oil and gas territories

Zolotov A. N., Soloviev B. A., Obryadchikov O. S., Fedorov D. L., Kononov Yu. S., Utegaliev S. U. Discovery and search for unique fluidal systems in the subsalt complex of the pre-Caspian depression

Bochkarev V. S., Goretaya V. V., Nesterov I. I. Oil and gas content of the pre-Jurassic weathering rinds in the West Siberian basin— new promising exploration play

Salaev S. G., Mekhtiev Sh. F., Grigoryants B. V., BuniatovZade Z. A. New directions of prospecting for oil and gas (in nearfault zones, effusive rocks and clay section)

Guseinov A. A., Zinoviev A. A., Ilyin V. D., Larskaya E. S., Ovcharenko A. V., Talvirsky D. B., Teplitskiy V. A., Yakobson G. P. Main criteria for the local prediction of petroleum potential

Ivanjuta M. M., Kabyshev B. P., Chuprynin D. I. Principles of zonal and local predicting oil and gas potential in threebedded reservoirs

Remote sensing methods of petroleum exploration

Mikhaltsev A. V., Budagov A. G., Kozlov E. A. Combined geophysical methods for exploring and mapping of complex oil and gas pools

Bush V. A., Scherbakova I. N. Combining remote sensing (aerocosmic and geophysical) techniques in studying petroliferous basins under different structural-geodynamic and landscape conditions

Vorobiev V. Ya. Informativity of remote sensing methods in zonal and local predicting structures and their hydrocarbon potentials in the pre-Caspian depression

Kuznetsov V. L., Markov V. M., Salnikov A. S., Titarenko V. V. Areal sounding by quasi-head waves while searching for prospective structures beneath the traps on the Siberian platform

Tikshaev V. V., Abdulvaliev M. T., Glechikov V. A., Osipov V. G., Smilevets N. P. Seismic electromagnetic method of oil and gas prospecting on a single technology base

Danenber E. E., Rudnitskaya D. I., Surkov V. S., Kontorovich A. E., Berilko V. I., Belozero V. B., Kondrashev V. A., Koptyaev N. V., Krivosheev E. V. Seismic lithofacies modeling of continental sedimentary strata as an oil and gas exploration tool

A new means of the search for oil and gas — an artificial intellect

Shublov D. G. Application of indistinct multiplicity theory in geological studies — one of the critical requirements to create artificial intellect as a new tool for petroleum exploration

Budyanskiy Yu. A. Geophysical zonation based on a new technology of image recognition

Volkov A. M., Pyatkov V. I., Sidorov A. N., Toropov S. V. A method of optimum recovering fields of geological/geophysical parameters

УДК 55:550.834

Габриэлянц Г. А., Мушин И. А., Бродов Л. Ю., **Геологические тела и их границы в сейсмических отображениях.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 5—13.

Рассмотрены особенности отображений основных объектов геологии — геологических тел и их границ — в сейсмических полях. В рамках структурно-формационной интерпретации этих полей определены принципы и конкретные способы изучения геологических разрезов, как иерархически организованных систем формационных объектов (ФО) разного ранга и масштаба. Сформулированы правила выделения и трассирования ФО и соответствующих им границ (резких, нерезких, неявных и др.). Обсуждаются приемы распознавания геологических объектов и прогнозирования геологического разреза на базе структурирования всей совокупности сейсмических параметров по выявленным ФО. Намечены приложения сейсмоформационного анализа при решении задач стратиграфии и тектоники при поисках и разведке ловушек УВ. Ил. 4, библиогр. 5 назв.

УДК 551.2:553.98 (26)

Маловицкий Я. П., Остистый Б. К., Симонов А. П., Крпоткин П. Н. **Геодинамика и нефтегазосность Тихоокеанских активных окраин.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 14—23.

На основании результатов анализа глобальных закономерностей размещения, образования и эволюции углеводородов в земной коре сделан вывод о связи нефтегазообразования с дегазацией мантии Земли. Предложена модель субдукционного режима нефтегазообразования с мантийным источником углерода, являющаяся альтернативой моделям «жесткого» термобарического преобразования и «холодной» сейсмотектонической деструкции органического вещества. Модель учитывает совокупность основных геодинамических параметров тихоокеанских активных окраин и гораздо более полно соответствует весьма неравномерному и дискретному характеру их фактической нефтегазосности.

Ил. 4, библиогр. 16 назв.

УДК 553.98:551.242 (47 + 57)

Хаин В. Е., Клещев К. А., Соколов Б. А., Шеин В. С. — **Геодинамические обстановки нефтегазосных бассейнов СССР.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 23—34.

Для повышения эффективности геологопоисковых работ на нефть и газ в СССР проводится исследование по переинтерпретации геологического строения нефтегазосных регионов страны, осуществляемые на основе теории тектоники литосферных плит.

Нефтегазосные бассейны СССР по геодинамическим условиям подразделены на несколько типов. Наиболее распространенными являются бассейны континентальных рифтов (внутри- и окраинно-континентальных), пассивных континентальных окраин (трансформированных и нетрансформированных столкновением плит), субдукционные (преддуговые, междуговые, тыльнодуговые) и коллизионные, образованные, как правило, на малых плитах.

Ил. 1, табл. 1, библиогр. 17 назв.

УДК 551.2:553.98.041

Крылов Н. А., Сидоров В. А. **Современная геодинамика осадочных бассейнов — новый критерий прогноза нефтегазосности.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 34—40.

Рассмотрены результаты целенаправленного изучения современной геодинамики осадочных бассейнов комплексом геофизических, деформационных и геохимических методов. Обосновано содержание нового направления исследований на стыке нефтяной геологии и геодинамики — разведочной геодинамики. Сформулированы закономерности пространственно-временного проявления параметров современных движений земной коры, вариаций геофизических полей и геохимических показателей. На

этом основании разработана методика прогнозирования зон повышенной трещиноватости пород геофизической среды. Показана пространственная приуроченность зон нефтегазоаккумуляции к геодинамически активным зонам, а также существенная локализация и временная изменчивость аномальных параметров современной геодинамики непосредственно над месторождениями нефти и газа, что объясняется деформационными и флюидодинамическими процессами в залежах углеводородов и флюидопроводящих разломах. Применение разведочной геодинамики в комплексе традиционных геолого-геофизических методов может существенно повысить эффективность поисково-разведочных работ в пределах малозученных и сложнопостроенных территорий.

УДК 55:553.98(—02)

Оруджева Д. С. **Геологические границы при районировании нефтегазоносных территорий.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 40—47.

Обосновано проведение геологических границ полного ряда элементов нефтегазо-геологического районирования. Выделена принципиально новая единица — нефтегазоносный суббассейн. Показано теоретическое и прикладное значение предлагаемого районирования, способствующего решению ряда конкретных практических задач: оно является основой для составления карт перспектив и прогнозной оценки нефтегазоносности, сравнительной характеристики различных комплексов и структурных этажей, разработки основных направлений, целенаправленной ориентации и рациональной методики геологопоисковых и разведочных работ.

Библиогр. 7 назв.

УДК [550.812:553.98]:551.73(470.4+574.1)

Золотов А. Н., Соловьев Б. А., Обрядчиков О. С., Федоров Д. Л., Кононов Ю. С., Утегалиев С. У. **Открытие и поиски месторождений уникальных флюидальных систем в подсолевом комплексе Прикаспийской впадины.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 48—56.

Стратегия поисковых работ на нефть и газ в Прикаспийской впадине определяется концентрацией их в зонах развития мощных карбонатных толщ подсолевого комплекса, с которыми связаны как выявленные, так и прогнозируемые зоны нефтегазоаккумуляции. Доминирующее место в открытиях занимают газоконденсатные месторождения и залежи легкой, сильно газированной нефти. Скопления углеводородов характеризуются уникально высокими содержаниями кислых компонентов.

Ил. 1, библиогр. 9 назв.

УДК 553.98:551.73/76:551.311.231(571.1)

Бочкарев В. С., Горетая В. В., Нестеров И. И. **Нефтегазоносность доюрских кор выветривания Западно-Сибирского бассейна — новое перспективное направление геологоразведки.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 56—63.

С целью выявления масштабов распространения залежей нефти и газа, приуроченных к корам выветривания доюрского фундамента, и разработки методов прогноза подобных залежей изучены геологическое строение наиболее крупных месторождений этого типа и закономерности их распространения. Выявление кор выветривания основано на пространственных закономерностях и материалах детальной сейсморазведки. Использование выявленных закономерностей в совокупности с палеоструктурным анализом позволяет осуществлять целенаправленный прогноз залежей рассматриваемого типа в Западной Сибири.

Ил. 1, табл. 1.

УДК 550.812:553.98

Салаев С. Г., Мехтиев Ш. Ф., Григорьянц Б. В., Буниат-Заде З. А. **Новые направления в поисках нефти и газа (в приразломных зонах, эффузивных породах и глинистых толщах).** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 64—73.

Обобщение и анализ богатого фактического материала геолого-геофизических исследований и многочисленных данных бурения по Южно-Каспийскому классичес-

кому нефтегазоносному полигону позволил убедительно выделить такие новые направления поисков нефтегазовых скоплений, как приразломные зоны дробления пород, эффузивные породы и глинистые толщи. Эти направления в целом носят планетарный характер, т. е. пригодны для всех нефтегазоносных районов мира, где имеются необходимые геологические условия для формирования и сохранения промышленных нефтегазовых скоплений как в приразломных зонах дробления пород, эффузивных породах и глинистых толщах, так и в глубокопогруженных отложениях и неантиклинальных ловушках.

Ил. 3; библиогр. 5 назв.

УДК 553.98.041:[550.4+550.3+556.3]

Гусейнов А. А., Зиновьев А. А., Ильин В. Д., Ларская Е. С., Овчаренко А. В., Таль-вирский Д. Б., Теплицкий В. А., Якобсон Г. П. **Основные критерии локального прогноза нефтегазоносности.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 73—82.

Решение проблемы локального прогноза нефтегазоносности базируется на выявлении основных геолого-геохимических, геофизических и гидрогеологических критериев. К геолого-геохимическим критериям следует отнести наличие зон нефтегазоаккумуляции и плотность прогнозных ресурсов.

Выбор поисковых геофизических критериев должен основываться на анализе динамических сейсмических разрезов с целью выяснения литофациальных изменений продуктивных отложений, возможного определения границ залежи и толщины нефтегазонасыщенных пластов. Установление гидрогеологических критериев в пределах зон нефтегазоаккумуляции проводится на основе количественных характеристик органикогидрохимических и газогидрохимических фоновых полей, ореолов рассеяния органических веществ и водоразворенных газов из залежей углеводородов.

Создание оптимальных прогнозно-поисковых комплексов для достоверного локального прогноза нефтегазоносности в конкретных геологических условиях должно основываться, главным образом, на этих критериях, что повысит точность прогнозных построений и эффективность поисков новых залежей нефти и газа.

Библиогр. 4 назв.

УДК 553.98.041

Иванюта М. М., Кабышев Б. П., Чупрынин Д. И. **Принципы зонального и локального прогноза нефтегазоносности в трехслойных резервуарах.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 82—89.

С целью реального повышения достоверности прогноза нефтегазоносности ловушек углеводородов различных типов сформулированы основные принципы выделения поисковых объектов с учетом трехслойного строения резервуаров. На основе системного подхода обоснованы четыре подуровня прогнозных исследований в условиях высокой изученности регионов СССР. Предложены методические приемы анализа геологических материалов, обеспечивающие эффективное ведение поисково-разведочных работ.

Ил. 1, библиогр. 1 назв.

УДК 550.83:553.98.23

Михальцев А. В., Будагов А. Г., Козлов Е. А. **Комплексные геофизические методики поиска и картирования сложнопостроенных залежей нефти и газа.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 90—97.

Проанализированы детерминистический, статистический и эвристический подходы к комплексированию геофизических методов, реализованные в современной автоматизированной технологии комплексной интерпретации в системе ГЕОПАК. Проиллюстрирована эффективность структурно-формационного подхода; на его основе сформулированы концептуальные принципы комплексной интерпретации.

На примере изучения сложнопостроенной ловушки описана схема комплексной обработки и интерпретации полевой и скважинной геофизики.

Ил. 3.

УДК 550.814:[629.783:525]+550.83:553.98

Буш В. А., Шербакова И. Н. **Комплексирование дистанционных (аэрокосмических и геофизических) методов при изучении нефтегазоносных бассейнов в различных структурно-геодинамических и ландшафтных условиях.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 97—107.

Рассматриваются возможности и информативность применения аэрокосмических и геофизических методов при изучении нефтегазоносных бассейнов. Характеризуются рациональные комплексы этих методов, применимые в структурно-тектонических условиях пассивных окраин континентов (древних и современных), активных окраин континентов, в постколлизионных внутриорогенных и во внутриплитных депрессиях. Анализируется влияние ландшафтно-геоморфологических условий тундрового, лесного, степного и аридного поясов и ландшафтных условий, измененных сельскохозяйственной деятельностью. Нефтегазоносные бассейны мира по этим характеристикам разделены на три категории: с высокими, умеренными и ограниченными возможностями применения дистанционных методов.

Ил. 1, табл. 1.

УДК 550.814:[629.783:525]:551.243(470.4+574.1)

Воробьев В. Я. **Информативность дистанционных методов при зональном и локальном прогнозировании структур и их нефтегазоносности в Прикаспийской впадине.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 107—114.

Показано, что в условиях дефицита буровой информативности и неоднозначной интерпретации сейсмических материалов, выявление и расширение набора информативных параметров на основе привлечения космогеологических и других методов способствуют повышению достоверности прогноза геометрии глубокозалегающих поверхностей, нефтегазоносности отложений Прикаспийского региона.

Ил. 2.

УДК [550.834.32:553.98]:551.263.12(571.5)

Кузнецов В. Л., Марков В. М., Сальников А. С., Титаренко В. В. **Площадные зондирования квазиголовными волнами при поисках нефтегазоносных структур под траппами на Сибирской платформе.** — В кн.: Поиски нефти и газа; М.: ВНИГНИ, 1989, с. 115—122.

На основе анализа геофизических материалов установлено, что осадочный чехол Сибирской платформы в зоне развития траппов, где информативность сейсморазведки МОГТ низка, благоприятен для формирования устойчивых квазиголовных волн. Обоснованы возможность использования площадных систем их наблюдений и способ интерпретации. В результате экспериментальных работ показано, что методика площадной сейсморазведки квазиголовными волнами характеризуется высокой информативностью и геологической результативностью. Ее применение обеспечивает поиск и изучение крупноамплитудных структур по горизонтам осадочного чехла под мощным покровом трапповых тел.

Ил. 2, библиогр. 3 назв.

УДК [550.834.53+550.837.6]:553.98

Тикшаев В. В., Абдулвалиев М. Т., Осипов В. Г., Смилевец Н. П., Глечиков В. А. **Сейсмоэлектромагнитный метод поиска нефти и газа на базе единой технологии.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 122—131.

Рассмотрен геофизический метод поиска нефти и газа, основанный на совместном выполнении полевой сейсмической и электромагнитной съемки и обработке данных по единой технологии с использованием общих элементов аппаратурно-методического комплекса. Результаты применения метода представляются сейсмическим и геоэлектрическим разрезами, являющимися разными изображениями одного и того же геологического разреза, что повышает информативность геофизической разведки. Применение метода позволяет исследовать не только структурные формы слоев, но и изменение их литологического состава, прогнозировать коллекторские свой-

ства пород, осуществлять поиски ловушек неантиклинального типа. Приведены практические примеры применения метода.

Ил. 4.

УДК 550.834.015.013:553.98.23.052

Даненберг Е. Е., Рудницкая Д. И., Сурков В. С., Конторович А. Э., Берилко В. И., Белозеров В. Б., Кондрашев В. А., Коптяев Н. В., Кривошеев Э. В. **Сейсмолитологическое моделирование континентальных осадочных толщ как инструмент поисков месторождений нефти и газа.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 131—139.

Методика поиска нефтегазовых залежей неантиклинального типа в континентальных отложениях основана на сейсмолитологическом прогнозировании геологического разреза с использованием импульсной сейсмической записи. Технологической базой прогнозирования является системный комплекс программ РЕАПАС, предназначенный для преобразования волновой сейсмической записи в импульсную, а интерпретационной — ЭКО-образы нефтегазоперспективных объектов, созданные на основе геосейсмического двумерного моделирования и экспериментальных материалов. Методика используется при поисках неантиклинальных ловушек углеводородов в юрских отложениях разреза Западной Сибири.

Ил. 3, библиогр. 3 назв.

УДК 519.5:55:553.98

Скублов Д. Г. **Применение теории нечетких множеств в нефтегеологических исследованиях — одно из необходимых условий создания искусственного интеллекта — новое средство поисков нефти и газа.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 140—147.

Обосновывается необходимость использования нечетких множеств в силу размытого характера человеческого мышления. Указываются возможные области их применения. Предлагаются нечеткие аналоги дискриминантного анализа и метода «голосования по тестерам». Обсуждаются пути интерпретации результата, представленного в нечеткой форме, и комплексирования методов.

УДК 550.83:553.98(—02):519.2

Будянский Ю. А. **Нефтегеофизическое районирование на основе новой технологии распознавания образов.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 147—157.

Приводится анализ и результаты решения задачи нефтегеофизического районирования. Интерпретационная модель комплексирования геофизических данных построена на алгоритмах новой технологии распознавания образов. Автоматизированная методика опробована при прогнозе нефтеносности баженовской и шеркалинской толщ в Широтном Приобье Тюменской области на основе данных полевой геофизики.

Ил. 6.

УДК 550.83.015.013

Волков А. М., Пятков В. И., Сидоров А. Н., Торопов С. В. **Методы оптимального восстановления полей геолого-геофизических параметров.** — В кн.: Поиски нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1989, с. 157—164.

С целью повышения качества обработки геолого-геофизической информации разработан единый методологический и методический подход к решению задачи оптимального восстановления и изучения полей геолого-геофизических параметров с оценкой достоверности проводимых построений. Предложены методы формального описания знаний и средств наблюдений. На этой основе создан программный комплекс, позволяющий использовать широкий круг моделей знаний, полученных как теоретически, так и эмпирически в виде линейных дифференциальных уравнений, регрессионных моделей, эмпирических формул.

Опытная и промышленная эксплуатация пакета программ подтвердила перспективность описанного подхода при решении широкого круга практических задач.

Библиогр. 5 назв.

**Вниманию специалистов фирм,
исследовательских центров, ассоциаций
и институтов, решающих
проблемы разведки нефти и газа
в различных геологических
регионах мира!**

ВНИГНИ — головной институт Мингео СССР по нефти и газу — ниже предлагает к продаже ряд своих разработок, использование которых приведет к реальному повышению эффективности поисково-разведочных работ потребителя.

Эффективность разработок установлена в различных геологических условиях СССР. ВНИГНИ готов оказать предварительные консультации, представить необходимые материалы и методическую помощь.

Наш адрес: СССР, 105819, Москва,
шоссе Энтузиастов, 36. ВНИГНИ.
Телетайп: Москва 207348, ФЛЮИД.
Телефон: 273-26-51.

ПОИСКИ НЕФТИ И ГАЗА

Утверждено Национальным комитетом геологов Советского Союза

Редактор *Е. М. Маслова.*
Технический редактор *Е. С. Сычева*

ИБ №

Сдано в набор 10.05.88. Подписано в печать 13.10.88. Л-48284. Формат 60×90¹/₁₆.
Бумага тип. № 1. Гарнитура литературная. Печать офсетная. Усл. печ. л. 11,00.
Уч.-изд. л. 13,32. Тираж 1000 экз. Заказ 312. Цена 2 руб.

Ленинградская картографическая фабрика ВСЕГЕИ.

**КОМПЛЕКС ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

В результате применения комплекса обеспечивается получение достоверной информации для надежной оценки запасов, удовлетворяющей по точности самым строгим требованиям, по следующим важнейшим параметрам, характеризующим залежь:

— предельным значениям фильтрационно-емкостных параметров, отвечающим границе «коллектор-неколлектор»;

— критическим значениям водонасыщенности и удельного электрического сопротивления на отметках водонефтяного и газонефтяного контактов;

— величинам нефтенасыщенности в любой части залежи (как в зоне предельного, так и непредельного насыщения).

Сущность комплекса базируется на 6 изобретениях, защищенных авторскими свидетельствами СССР за 1980—1987 гг.

МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОГО ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗА КОЛЛЕКТОРОВ И НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА

Использование методики позволяет оказать практическую помощь в решении следующих задач:

— прогнозирование локальных участков развития терригенных коллекторов;

— выявление локальных неантиклинальных объектов различных генетических и морфологических типов;

— отбраковка непродуктивных локальных объектов до бурения поисковых скважин;

— отбраковка локальных участков отсутствия коллекторов в пределах разведочных площадей.

ПРОГНОЗ ОБЪЕКТОВ РИФОВОГО ТИПА В ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Способы прогноза позволяют устанавливать положение бурящейся поисковой скважины относительно продуктивного рифогенного массива и прекращать бурение в случае ее заложения за контуром ловушки.

Новые технические решения, содержащиеся в способах, защищены авторскими свидетельствами СССР за 1978—1988 гг.

КОМПЛЕКС ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГЕОФИЗИЧЕСКИХ, ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ, ОРИЕНТИРОВАННЫЙ НА ОЦЕНКУ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Комплекс позволяет:

— выделить новые типы регионально нефтегазоносных комплексов и новые типы ловушек — объектов поисков нефти и газа;

— решить проблему поисков сложнопостроенных ловушек нефти и газа путем картирования тектонических блоков и ограничивающих разломов;

— изучить положение выклинивания маломощных пластов;

— подсчитать прогнозные ресурсы и промышленные запасы нефти и газа месторождений, в том числе и в сложнопостроенных ловушках.

НОВЫЙ СПОСОБ ОЦЕНКИ КОЛЛЕКТОРОВ СЛОЖНОГО СТРОЕНИЯ

В результате использования способа будут определены следующие параметры:

— фильтрационные характеристики, обеспечивающие флюидопроводимость трещиноватых пластов;

— емкостные параметры пластов-коллекторов с одновременным развитием пор, каверн и трещин;

— ориентировка, морфология и количественные показатели трещиноватости — длина, раскрытость, плотность трещин в разрезе и по площади;

— оценка движения углеводородов по трещиноватым разностям для обоснования единого строения резервуара.

Способ разработан на основе трех изобретений, защищенных авторскими свидетельствами СССР за 1977, 1980, 1984 гг.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ» НА ЕС ЭВМ

Комплекс обеспечивает: оптимальное по точности восстановление геолого-геофизических признаков; автоматическое определение параметров вычислительной схемы; определение ошибок интерполяции и геометризации (подсчета запасов) залежи; учет априорных ограничений на значения восстанавливаемого признака; эффективный учет косвенных и априорных данных; расчет карт тренда и остаточных аномалий; выполнение всех операций, необходимых при решении задач геометризации залежи; определение наличия значимой детерминированной компоненты признака, определение надежности выделяемых аномалий; возможность хранения и оперативного поиска исходных и промежуточных данных и окончательных результатов (локальная база данных); возможность неопределенного получения окончательного решения (карты) без расчета промежуточных вариантов и их визуальной оценки.

ТЕХНОЛОГИЯ ВСП-МПГС ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ГРАНИЦ В СЛОЖНЫХ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

ВСП-МПГС — технология сейсмических наблюдений в скважинах с многократным накоплением сигналов для прослеживания границ в околоскважинном пространстве при поисках и разведке сложнопостроенных геологических структур.

Технология обеспечена комплексом программ автоматической обработки данных, который выполняет:

— вертикальное и горизонтальное накопление сигналов для выделения и прослеживания волн от границ, представляющих разведочный интерес, как пересеченных скважиной, так и залегающих ниже ее забоя;

— получение временных и глубинных разрезов с учетом миграции, освещающих околоскважинное пространство на удалении 1,0—1,5 км от скважины.

**ИСТОЧНИК СЕЙСМИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ —
НАЗЕМНЫЙ ИМПУЛЬСНЫЙ МЕХАНИЧЕСКИЙ (СИМ)**

СИМ предназначен для сейсморазведочных работ на нефть и газ преимущественно в условиях низких температур, бездорожья, значительного снежного покрова.

Источник смонтирован на транспортной базе трелевочного трактора ТТ-4 или автомобиля УРАЛ-375 Д и включает механизм подъема-сбрасывания, выполненный в виде автоматического редуктора на электромагнитных муфтах; груз с излучающей плитой; механизм погрузки; систему связи с излучающей плитой; механизм погрузки; систему связи и автоматического управления.

СИМ работает в комплексе с цифровой сейсмостанцией, оснащенной асинхронными коррелятором-накопителем или накопителем НСЦ 48.

СИМ обеспечивает получение высококачественных сейсмических материалов (разрезов) с высокой разрешенностью регистрируемых волн и необходимой глубиной исследования.

Техническая характеристика источника: масса 16000 кг; энергия воздействия 40000 Дж; интервал между воздействиями 3—6 с; точность передачи отметки момента $\pm 1 \cdot 10^{-3}$ с.