

## Основная литература

Анатольева А. И. Домезозойские красноцветные формации. Новосибирск, «Наука», 1972. 346 с.

Еганов Э. А. Проблемы образования и размещения пластовых фосфоритов. Новосибирск, «Наука», 1974. 182 с.

Жарков М. А. Палеозойские соленосные формации мира. М., «Недра», 1974. 392 с.

Жарков М. А. История палеозойского соленакпления. Новосибирск, «Наука». (В печати).

Жаркова Т. М. Типы пород кембрийской соленосной формации Сибирской платформы. Новосибирск, «Наука», 1976. 304 с.

Занин Ю. Н. Вещественный состав фосфатоносных кор выветривания и связанных с ними месторождений фосфатов. Новосибирск, «Наука», 1975. 269 с.

Николаева И. В. Минералы группы глаукогита в осадочных формациях. Новосибирск, «Наука», 1977. (В печати).

Казанский Ю. П. Седиментология. Новосибирск, «Наука», 1976. 272 с.

УДК 553.061.3+553.98/571

### ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СИБИРИ

*Трофимук А. А., Вышемирский В. С., Дмитриев А. И.,  
Каргодин Ю. Н., Конторович А. Э., Мандельбаум М. М.,  
Нестеров П. И., Самсонов В. В.*

*Институт геологии и геофизики*

Развитие топливно-энергетической базы Сибири, главным образом за счет наращивания добычи нефти и газа, является одной из важнейших народнохозяйственных задач. Успешное решение ее в значительной мере зависит от своевременной разведки новых ресурсов нефти и газа, от открытия и освоения новых нефтегазоносных бассейнов и новых продуктивных этажей в пределах уже известных бассейнов. Поэтому обоснование перспектив нефтегазоносности Сибири и Дальнего Востока представляет собой весьма важную проблему.

Оценка перспектив нефтеносности сложна для любого района, а для обширных и малоизученных территорий Сибири и Дальнего Востока особенно. Здесь совершенно пе-

обходимо сочетание региональных работ с глубокими теоретическими исследованиями.

Проведенными в институте исследованиями с привлечением крупных специалистов из других научных и производственных организаций внесен большой вклад в учение о формировании нефтяных и газовых месторождений, разработано несколько разновидностей объемно-генетического метода. На этой теоретической основе количественно оценены перспективы нефтегазосности практически всех седиментационных бассейнов Сибири и Дальнего Востока, выделены новые продуктивные толщи, намечены первоочередные районы поисков и предложены методы поисково-разведочных работ. По этим вопросам опубликовано большое количество работ. Здесь рассматриваются пять наиболее важных.

Работа «Проблемы нефтегазосности Сибири» посвящена оценке и методам исследования крупных территорий Сибири и Дальнего Востока. Разработана методика распознавания гигантских нефтяных месторождений на ранней поисковой стадии логико-математическими методами. Обработка геологической информации по всем гигантским месторождениям мира и информации по пяти структурам Восточной и Западной Сибири позволила выделить поисковые признаки и оценить вероятность открытия месторождений на малоизученных структурах Сибири, а также наметить примерные запасы еще не открытых месторождений.

Впервые дана математическая оценка перспектив Непского свода. По районам, прилежащим к Непскому своду, изучены газовые показатели продуктивности генерационных комплексов, оценена геологическая информативность петрофизических исследований. Освещены также перспективы нефтегазосности западной части Сибирской платформы.

Впервые показана генетическая самостоятельность палеозойских нефтей Западной Сибири и на этом основании дана оценка нефтегазосности палеозойских отложений промежуточного тектонического комплекса. Геологические условия развития этого комплекса выявлены путем детального исследования земной коры посредством глубинного сейсмического зондирования.

Для Западной Сибири разработана методика оценки перспектив нефтегазосности локальных ловушек для

глубинного бурения, исследовано влияние ритмичности осадконакопления на формирование нефтегазосных комплексов. Для Северо-Востока СССР выделены и охарактеризованы все перспективные на нефть и газ осадочные бассейны.

Выявлены и описаны парагенетические связи нефтегазосных отложений с промежуточными бассейнами эпох соленакпления, исследована катагенетическая стадийность преобразования рассеянного органического вещества и в связи с этим глубинная зональность процессов образования нефти и газа, детально обсуждена проблема раздельного прогнозирования месторождений нефти и газа.

Удостоенный премии имени И. М. Губкина труд «Миграция рассеянных битумоидов» является дальнейшим развитием выдающихся работ академика И. М. Губкина по теории образования нефти. В книге обобщены результаты многолетних исследований авторов и других ученых по ключевой для этой теории проблеме — первичной и вторичной миграции битумоидов. В ней последовательно рассмотрены закономерности распространения битумоидов в земной коре, зависимость их состава от типа пещодного органического вещества, изменения битумоидов в процессе миграции. Изучена роль физико-химических, литологических и тектонических факторов в первичной миграции битумоидов и аккумуляции их в ловушках различного типа.

Приведены исчерпывающие доказательства генетической связи битумоидов с органическим веществом осадочных пород. При этом широко использованы новые материалы авторов по изотопному составу углерода битумоидов, по экстракции битумоидов водой, а также региональные материалы, обработанные методами математической статистики. Обобщены материалы по распространению битумоидов в осадочной оболочке Земли и выведены количественные соотношения между запасами нефти в залежах и объемами углеводородов, битумоидов, органического вещества и осадочных пород соответствующих бассейнов.

Исследованы соотношения в составе нефтей и рассеянных битумоидов. Выявлен широкий круг параметров, по которым можно судить о генетических связях нефтей с битумоидами конкретных осадочных толщ. Многие параметры обоснованы статистически. Показана строгая зависимость интенсивности процесса битумообразования и состава

ва битумоидов от степени дисперсности материнского органического вещества.

На большом аналитическом материале прослежены изменения в составе битумоидов, обусловленные процессами миграции. Обоснована хроматографическая схема изменения битумоидов при миграции поперек глинистого пласта к ближайшему коллектору. Выделены и детально охарактеризованы генетические типы битумоидов, различающиеся по составу в зависимости от особенностей миграции. Прослежены количественные и качественные изменения битумоидов с глубиной, вызванные соотношениями между процессами новообразования битумоидов и эмиграции их из материнских пород.

Изучено влияние тектонических структур на распределение битумоидов в осадочных породах. Для многих районов страны доказано широкое развитие процессов латеральной миграции битумоидов в сторону сводов положительных тектонических структур разных порядков. На аналитических материалах показано, что эти процессы сопровождаются фракционированием битумоидов: к сводам битумоиды по составу приближаются к нефтям. Выявлено также влияние физических свойств пород на миграцию битумоидов. В частности, доказано, что в нефтематеринских толщах битуминозность пород обратно пропорциональна их пористости, а в ненefтематеринских — прямо пропорциональна, что согласуется с эмиграцией битумоидов из материнских пород.

Критически обсуждена литература по факторам миграции битумоидов. Экспериментально доказана эмиграция битумоидов из глин при их уплотнении. Посредством экспериментального моделирования впервые установлена миграция битумоидов с водой во взвешенном состоянии, в виде эмульсий и суспензий. Интенсивность миграции в таком состоянии на порядок выше, чем в истинных и коллоидных растворах. Латеральная миграция битумоидов во взвешенном состоянии рассматривается в качестве основного фактора формирования нефтяных залежей.

Путем анализа соотношений между количеством отжимаемых из глин вод, генерируемых газов и битумоидов выяснены условия, при которых первичная миграция битумоидов может осуществляться в виде однофазной газонефтяной системы.

На основе количественной оценки процессов миграции битумоидов разработаны методы прогноза нефтегазоспособности по данным битуминологических исследований, основанные на том, что запасы нефти в залежах пропорциональны массе миграционного битумоида, которая надежно определяется путем изучения распределения в породах битумоидов различных генетических типов. Методы прогноза проиллюстрированы примерами по нескольким крупным и геохимически хорошо изученным нефтеносным осадочным бассейнам Сибири.

Коллективный труд «Геология нефти и газа Западной Сибири», являющийся крупнейшим обобщением по геологии и нефтегазоспособности Западной Сибири, содержит также аргументированную оценку перспектив нефтегазоспособности и рекомендации, направленные на выявление новых ресурсов нефти и газа.

Детально охарактеризован складчатый фундамент Западно-Сибирской плиты. В нем выделены структурные этажи, глубинные границы, складчатые сооружения. Для осадочного чехла плиты проведена детальная корреляция всех стратиграфических подразделений, выделены и систематизированы тектонические структуры всех порядков, исследованы пространственные и генетические взаимоотношения между структурами разных типов и условия развития их во времени, а также соотношения между структурами фундамента и платформенного чехла.

Дана хорошо обоснованная палеогеографическая схема Западной Сибири, дифференцированная по узким интервалам геологического времени. Выделены фациальные зоны, прослежены морские трансгрессии, окуптурены древние бассейны, намечены зоны питания бассейнов терригенным материалом, проведены палеоклиматические реконструкции.

Крупный раздел книги посвящен геохимии органического вещества, рассеянного в мезозойских и кайнозойских отложениях. По этому вопросу Западная Сибирь является одной из наиболее изученных нефтегазоспособных провинций мира. Приведены детальные карты распределения органического вещества и битумоидов в различных породах всех стратиграфических подразделений осадочного чехла. Оценены абсолютные массы, скорости и условия накопления органического вещества, пространственное распределение его типов и степени катагенетической пре-

образованности. Исследованы особенности диагенетического превращения органического вещества и оценены потери его в диагенезе в зависимости от фациально-палеогеографических обстановок и петрографических типов органического вещества.

Проведено раздельное изучение битуминозных и пебитуминозных (кероген) компонентов органического вещества. Впервые детально изучено поведение в зоне катагенеза кислородсодержащих компонентов керогена. Огромный материал приведен по битумоидам. Выделены и отражены на картах генетические типы. Выявлены зависимости состава битумоидов от характера материнского органического вещества, фациально-палеогеографических обстановок, степени катагенеза. Изучены практически все компоненты битумоидов, многие из них на молекулярном уровне. Детальнее, чем в любом другом районе мира, охарактеризована газовая фаза рассеянного в породах органического вещества.

Большое внимание уделено геохимическим критериям прогноза нефтегазонасности. Оценка масштабов генерации и первичной миграции битумоидов в различных обстановках используется для нефтегеологического районирования и оценок прогнозных запасов нефти и газа.

На большом аналитическом материале выявлены закономерности солевого и газового состава подземных вод и поведение в водах ряда химических элементов. Изучены основные компоненты органического вещества, растворенного в подземных водах. Намечены основные направления движения подземных вод в пределах всей Западно-Сибирской равнины. Разработаны гидрогеологические показатели нефтегазонасности.

Дана классификация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Выявлены региональные закономерности изменения состава и свойств углеводородов в залежах. Выделены и детально охарактеризованы типы нефтей и газов. Изучены все углеводородные и неуглеводородные компоненты нефтей. Проведена реконструкция истории залежей нефти и газа. Намечены этапы формирования залежей в разных стратиграфических комплексах.

Разработана методика составления прогнозных карт на нефть и газ. По этой методике оценены перспективы открытия новых нефтяных и газовых месторождений во всех

районах Западно-Сибирской равнины. Особое внимание уделено малоизученным, но весьма перспективным северным районам.

Книга в целом является важной теоретической основой для последующих поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири. Приведенный в ней анализ основных проблем нефтегазонасности представляет большой интерес также и для других нефтегазонасных провинций и перспективных территорий.

Работа «Проблема нефтегазонасности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской плиты» представляет собой первое крупное геолого-геохимическое исследование по нефтегазонасности промежуточного тектонического комплекса Западно-Сибирской плиты. По промежуточным комплексам каких-либо других платформ мира подобные работы не выполнялись. Излагаются результаты комплексного изучения кернового материала по площади 250 тыс. км<sup>2</sup>, а также нефтей, битумоидов, органического вещества пород и подземных вод. Обсуждаются также работы, выполненные другими коллективами.

Приведены данные по 10 тыс. разнообразных анализов и определений по породам (палеонтологические, петрографические, физических свойств, химические, спектральные, термические, рентгеноструктурные, электронно-микроскопические), нефтям и рассеянному органическому веществу (определения  $C_{орг}$ , холодная экстракция битумоидов; элементный, групповой, углеводородный и изотопный состав; оптическая активность, ИКС, выделение индивидуальных углеводородов, углететрографическая и химическая характеристики нерастворимого органического вещества и др.). В подземных водах определены 14 компонентов растворенного органического вещества.

Детальным петрографическим изучением кернового материала и рядом других методов обоснована принципиально новая карта доюрских образований, на которой промежуточный тектонический комплекс мощностью 2—5 км занимает 82% территории, а выступы складчатого фундамента под мезозойским чехлом — только 18%. В составе промежуточного комплекса палеонтологически доказаны девонские, нижне- и среднекаменноугольные и более молодые нерасчлененные верхнепалеозойские отложения. Закартирована также эффузивно-осадочная толща пермтриаса.

Приводятся подробные петрографическая и геохимическая характеристики как осадочных, так и магматических пород промежуточного комплекса и фундамента. Для них выделены диагностические признаки. Обоснованы маришские и субмаришские условия формирования вулканитов, слабое воздействие их на осадочные породы.

Комплексом методов установлена степень катагенеза палеозойских отложений по районам изученной территории. На выступах фундамента фиксируется антрацитовая стадия, а в области развития промежуточного комплекса — в основном от газовой до коксовой. Тем самым доказано, что почти на всей территории значительная по мощности верхняя часть промежуточного комплекса (1—2 км) не погружалась ниже главной зоны нефтеобразования.

Приведены данные о всех притоках и проявлениях нефти и газа в скважинах из палеозойских отложений промежуточного комплекса. По многим показателям группового и углеводородного состава нефтей и битумоидов, изотопному составу углерода и серы, а также по оптической активности доказано генетическая связь палеозойских нефтей с органическим веществом палеозойских же отложений. Распространенное представление о формировании залежей нефти в палеозое за счет миграции из юрских отложений опровергается как геохимическими, так и геологическими материалами.

По составу органического вещества, растворенного в подземных водах, в юрских отложениях выделены три гидрогеохимические зоны. Отличия палеозойских вод от вод нижней зоны свидетельствуют об отсутствии широких гидродинамических связей между промежуточным комплексом и осадочным чехлом. Дано районирование палеозоя по типам вод, выделены районы с прямыми гидрогеохимическими признаками нефтегазоносности.

Битуминологическое изучение палеозойских отложений по большому количеству проб показало резкие различия между складчатым фундаментом, корой выветривания и невыветрелыми породами промежуточного комплекса. Последние по содержаниям битумоидов превосходят такие нефтеносные комплексы, как девон Татарии и пизний мел Нижневартовского свода. Выделены автохтонные и аллохтонные битумоиды. По количественным и качественным соотношениям между ними коэффициент эми-

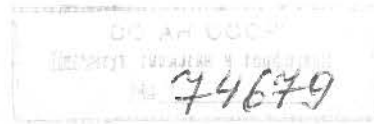
грации оценен в 75%. По этому коэффициенту и по трем независимым методам, основанным на соотношениях между запасами нефти, выявленными в разведанных районах, и объемами нефтепроизводящих пород и органических материалов, дана оценка масштабов эмиграции битумоидов по районам развития промежуточного комплекса. Эта оценка на полтора порядка выше предыдущих оценок, что в принципе меняет отношение к поискам нефти в палеозойских отложениях промежуточного тектонического комплекса. Выделены первоочередные районы поисков.

Обосновываются тектоническое происхождение поверхности промежуточного комплекса и выступов фундамента, соответствие этой поверхности внутривосточной структуре и широкое унаследование палеозойских поднятий промежуточного комплекса мезозойскими. Эти выводы основаны на изучении развития тектонических структур в мезозое, распределения коры выветривания по формам рельефа поверхности палеозоя и характера битуминозности невыветрелых пород в зависимости от этих форм рельефа. По характеру унаследования выделено пять генетических типов поднятий, диагностика которых позволяет вести поиски залежей нефти и газа в палеозое на основе структурного плана мезозойских отложений.

Обсуждаются вероятные типы залежей нефти и газа в промежуточном комплексе. Особое внимание обращается на зоны регионального выклинивания этого комплекса на склонах выступов фундамента. Предложены методы поисково-разведочных работ на палеозойскую нефть.

В коллективной монографии «Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков» рассмотрены последовательные стадии преобразования органического вещества осадков — от диатогенеза до начального метаморфизма их в плане выявления влияния этих процессов на образование нефти и газа. Получены новые данные, характеризующие количественную сторону процесса нефтегазообразования. По этим данным масштабы нефте- и газопродуктивности оцениваются более высоко, чем предполагалось ранее.

На большом фактическом материале уточнены глубинная зональность проявления процессов нефте- и газообразования, условия, благоприятные для развития так называемой главной фазы нефтеобразования, и количественная сторона этого процесса.



Впервые обоснована и выделена главная фаза газообразования, расположенная ниже главной фазы нефтеобразования на глубинах порядка 3,5—5,0 км. Установлено, что в этой зоне генерируется около 40% газа от исходной массы сапропелевого органического вещества. Выявлены связи между закономерностями генерации нефти и газа и распределением их запасов, которые могут быть использованы для количественной оценки прогнозных запасов в недрах.

В докладе А. А. Трофимука и А. Э. Конторовича на XXV сессии Международного геологического конгресса (Сидней, Австралия) «Литогенез и нефтегазообразование» развивались новые идеи о связи газообразования с процессами литогенеза и преобразования органического вещества осадков. Более четко, чем в названной монографии, выделена и прослежена верхняя зона газообразования, расположенная выше главной зоны нефтеобразования. На основе данных об условиях образования газогидратов (твердых углеводородов, преимущественно метана), выявления распространения газогидратов на дне морей и океанов сделан вывод о том, что в субаквальных условиях широко распространены процессы гидратообразования, которые приводят к сохранению и накоплению в придонных слоях углеводородов. Ранее считалось, что эти углеводороды не способны накапливаться в осадках или придонной зоне, а выделяются в качестве свободной газовой фазы в морской воде.

#### Основная литература

**Вышемирский В. С., Конторович А. Э., Трофимук А. А.** Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, «Наука», 1971. 167 с.

**Геология нефти и газа Западной Сибири.** М., «Недра», 1975. 679 с.

**Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков.** Новосибирск, «Наука», 1976. 198 с.

**Проблемы нефтеносности Сибири.** Новосибирск, «Наука», 1971. 248 с.

**Проблема нефтегазосности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской плиты.** Новосибирск, «Наука», 1976. 238 с.