

К ВОПРОСУ О МЕТОДИКЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В. Л. КОКУНОВ, Ю. М. ШУШАКОВ

(Представлена профессором А. В. Аксариним)

Все успешнее проводятся геологоразведочные работы на нефть и газ на обширной территории Западной Сибири, подтверждающие ее большое народнохозяйственное значение для дальнейшего развития нефтегазодобывающей промышленности СССР. Достаточно сказать, что только за счет Западной Сибири в 1964 году получен крупный прирост запасов нефти и газа по промышленным категориям, а именно: 38% от общесоюзных [1].

Тем не менее даже в этой крупнейшей нефтегазоносной провинции, где поисково-разведочные работы развернулись сравнительно недавно, методика поисково-разведочных работ на нефть и газ обладает еще рядом недостатков, хотя должна бы была вобрать в себя все достижения науки и техники последнего времени.

В настоящее время методику поисков нефтяных и газовых месторождений следует расчленять на три основных этапа: поиски структур (подготовка структурного фонда для глубокого поисково-разведочного бурения), сравнительная оценка подготовленных структур до бурения (выбор наиболее перспективных структур) и глубокое поисково-разведочное бурение с поисками залежей в разрезе.

Вопрос подготовки структур к глубокому разведочному бурению успешно разрешается площадными сейсморазведочными работами и в перспективе имеет применение более дешевого метода ТТ. Единственным весьма существенным недостатком является заметное отставание темпа сейсморазведочных работ от темпа бурения, что может привести к «структурному голоду», который уже наблюдается в восточной части платформы (междуречье Обь—Енисей), где Новосибирское геологическое управление вынуждено бурить на первых структурах 3-го порядка, подготовленных сейсмикой. Естественно, что такое положение нетерпимо, так как в конечном итоге приводит к мало оправданному бурению глубоких скважин на «пустых» площадях. Как показывает опыт по-

исково-разведочных работ на нефть и газ, в условиях Западно-Сибирской платформы на 64 структуры, давших нефть или газ, приходится 123 пустые структуры, на которых было произведено бурение. Таким образом, из каждой тройки структур две оказываются пустыми. Проверка каждой только что подготовленной сейсморазведочными работами структуры глубоким бурением в таких условиях нецелесообразна.

Второй очень важный вопрос современного рационального комплекса поисково-разведочных работ на нефть и газ в условиях Западно-Сибирской платформы, а именно выбор из структурного фонда первоочередных объектов для глубокого бурения, решается исходя из следующих основных посылок:

1. В западной части платформы примерно до меридиана Шаимской группы месторождений оценка структур как объектов для бурения может производиться по методике Н. Н. Ростовцева [6], т. е. по карте изобар. Но указанная методика пригодна только для газовых и газо-нефтяных месторождений. Для нефтяных месторождений аналогичной методики пока не разработано.

2. В Центральном Приобье выбор первоочередных объектов для бурения производится исходя из размеров и амплитуды локальных поднятий 3-го порядка. В первую очередь разбуриванию подвергаются наиболее крупные, чаще всего линейно вытянутые поднятия с амплитудой 100—200 м.

Принятая в последнее время установка на разведку в первую очередь наиболее крупных локальных поднятий, безусловно, правильна, но своеобразное геологическое строение Западно-Сибирской платформы заставляет учитывать, какие типы залежей связаны с этими крупными поднятиями. Расчет на то, что с крупными структурами обязательно будут связаны пластовые сводовые залежи, не всегда подтверждается результатами бурения. Обобщение результатов поисково-разведочных работ показывает, что из 67 известных в настоящее время месторождений в Западной Сибири на сводовые пластовые залежи приходится только немного больше половины (55%), а остальные 45% приходятся на литологически ограниченные залежи, разведка которых требует большего количества скважин, чем при разведке пластовых сводовых залежей. Во всяком случае, как совершенно справедливо отмечают Н. Н. Ростовцев и И. И. Нестеров [7], только в двух случаях из шести возможно обнаружение залежи нефти или газа первой скважиной. В остальных случаях необходимо бурение еще 1—2 скважин, так как залежи в этих случаях — литологические. Таким образом, методика выявления нефтеносных структур из числа подготовленных для глубокого бурения еще до бурения первых скважин пока не разработана, мало того, на «Карте прогнозов нефтегазоносности платформенного чехла Западно-Сибирской плиты» 1964 г, составленной коллективами сотрудников СНИИГиМС, Тюменского ТГУ, Новосибирского ТГУ, Красноярского ТГУ, ВНИГРИ и НИИГА под редакцией Н. Н. Ростовцева, зона возможного обнаружения литологических залежей показана только в виде узкой полосы чуть восточнее меридиана Ханты-Мансийска. Правда, авторы оговариваются, что это только зона возможных литологических залежей в нижнемеловых отложениях, а зоны литологических залежей в юрских отложениях на карте не показаны совсем, что, несомненно, является недостатком карты. Кстати, литологическая залежь на Усть-Балыкском месторождении хотя и меловая, в этот контур не попала. Очевидно, контуры распространения даже нижнемеловых литологических залежей окажутся значительно шире.

3. Методика поисково-разведочных работ в восточной части Западно-Сибирской платформы на землях Новосибирского ТГУ и особенно

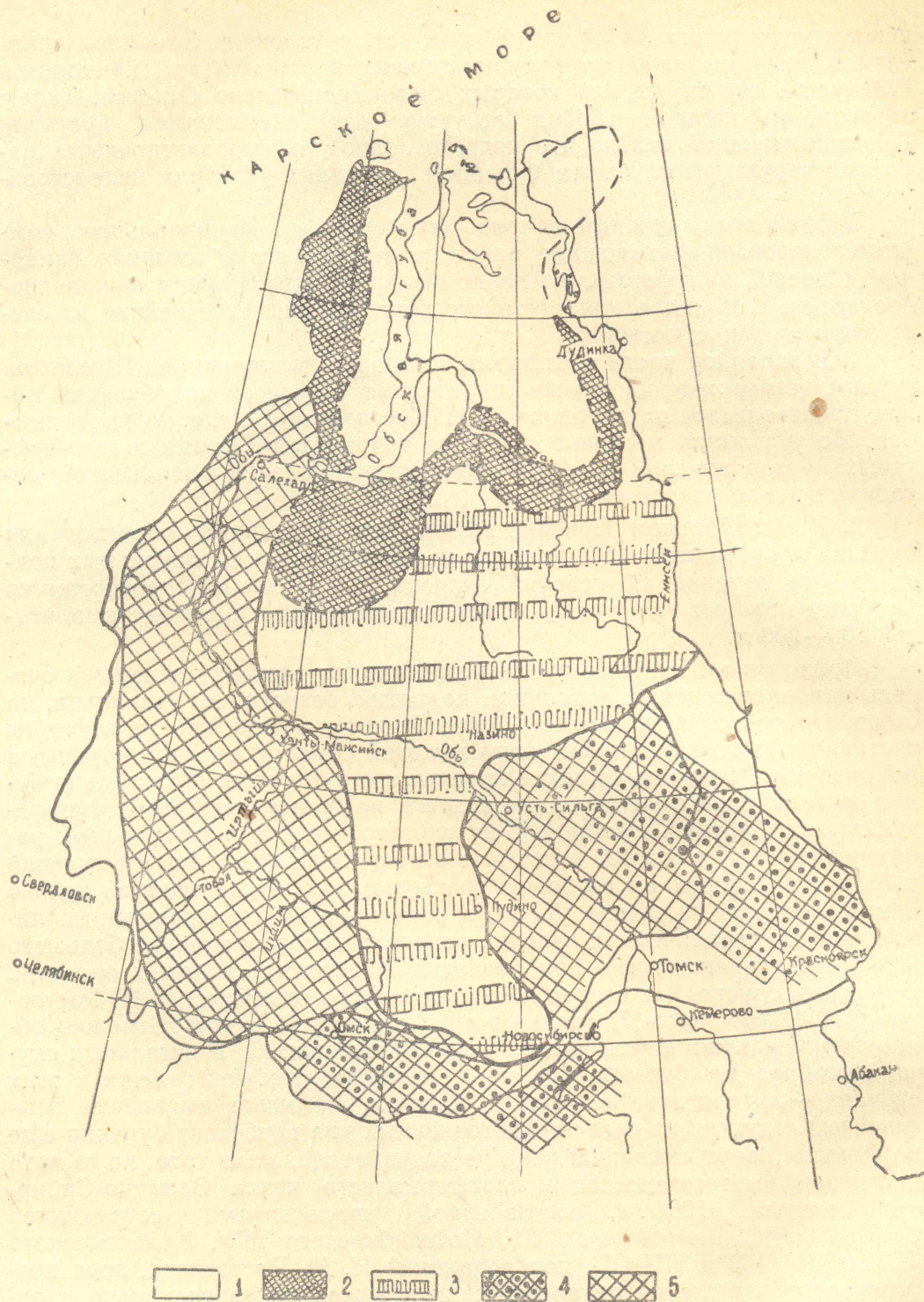


Рис. 1. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений Западно-Сибирской низменности.

Условные обозначения: 1 — морские глубоководные фации; 2 — морские мелководные фации; 3 — прибрежно-морские фации; 4 — угленосные площади в основном с углями пойменного генезиса; 5 — зона распространения литологических залежей нефти и газа.

2—3 — зоны распространения пластовых сводовых залежей.

Примечание: карта составлена по данным СНИИГГИМС, НТГУ, КГУ, ТТГУ и лаборатории геологии угля АН СССР

в междуречье Обь—Енисей заставляет желать много лучшего. Прежде всего налицо очень узкий фронт сейсморазведочных работ по подготовке площадей к глубокому бурению, что привело к практическому отсутствию структурного фонда. Во-вторых, в достаточной мере не ведется учет истории формирования этой структурно-фациальной зоны, что приводит к затягиванию сроков разведки уже обнаруженных залежей. В качестве примера можно привести результаты работ на Усть-Сильгинском газоконденсатном месторождении. К настоящему времени здесь пробурено 15 скважин, только три из которых дали промышленные притоки конденсата и газа. Основным документом для размещения поисково-разведочных скважин здесь являлась структурная карта, тогда как при разведке литологических залежей необходимо совмещение структурной карты с литологической или картой мощностей.

На прилагаемой карте перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений (рис. 1), основываясь на результатах поисково-разведочных работ, а также анализа пространственного распространения фаций, нами оконтурены зоны, где наиболее всего вероятны литологические типы залежей, что необходимо учитывать при размещении первых поисково-разведочных скважин.

Анализируя сложившуюся обстановку, следует отметить, что самым слабым звеном процесса поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири является второй этап, а именно: строгое научное обоснование выбора первоочередных структур под глубокое поисково-разведочное бурение. Между тем последние достижения отечественной геохимии и глубокое проникновение в геологию физических методов исследований, основанных на применении точных приборов, дают возможность постановки проблемы прямых методов поисков нефтяных и газовых залежей.

В условиях Западно-Сибирской низменности наиболее подходящим из существующих геохимических методов поисков, который вполне можно использовать для оценки подготовленных к глубокому разведочному бурению структур, является изучение распределения и состава растворенного в воде газа [8]. Основанием для постановки именно такой методики является общеизвестная насыщенность газами пластовых вод разреза Западно-Сибирской низменности, а также факты несомненного наличия ореолов рассеяния газов над газовыми залежами Березовского газоносного района [5] и Шаимской нефтегазоносной зоны [4]. Кроме этого, имеются косвенные указания на вертикальную диффузию нефтяных углеводородов в центральном Приобье. Если проанализировать изменение состава и некоторых физических свойств нефти Усть-Балыкского месторождения, то оказывается, что чем больше мощность покрышки над залежью, тем меньше вязкость и удельный вес нефти и меньше содержание серы. (рис. 2).

Таким образом, можно сделать заключение о наличии миграции легких углеводородов нефтей, вверх через покрышки, следствием чего и явилась взаимосвязь свойств нефти и степени закрытости нефтеносных пластов.

Указанные выше факты вертикальной миграции углеводородов через порсы позволяют ожидать наличия газовых аномалий не только над газовыми, но и над нефтяными залежами, которые можно зафиксировать путем отбора проб газов, растворенных в водах еще во время проведения сейсморазведочных работ, т. е. до бурения глубоких поисково-разведочных скважин. Лучше всего пробы вод с растворенными в них газами отбирать во взрывных скважинах простейшим газоотборником конструкции В. А. Соколова, либо конструкции С. П. Боровского. Вполне достаточно одного профиля точек отбора газов через структуру для выяснения изменения концентрации и состава газов. Состав и

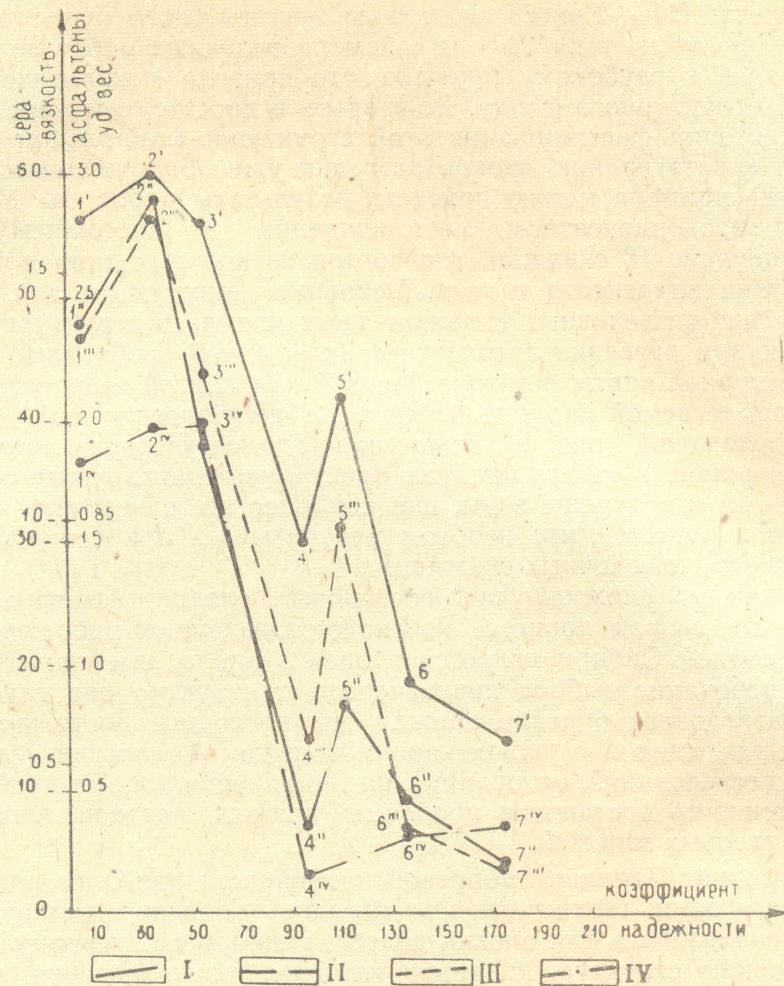


Рис. 2. Зависимость величины вязкости, удельного веса, содержания серы и асфальтенов от мощности покрышки над залежью. Составил Ю. М. Шушаков. Условные обозначения: I — удельный вес нефти; II — вязкость нефти; III — содержание серы; IV — содержание асфальтенов; 1—7 — нефти различных месторождений; 1—3 — Усть-Балыкского; 4 — Мегонского; 5 — Ватинского; 6 — Трехозерного; 7 — Убинского

концентрация газов в пробах лучше всего определять на отечественном газохроматографе типа ХТМ-4, требующем всего 5 см³ газа для точного и быстрого проведения анализа.

Ввиду сильной заболоченности территории Западно-Сибирской низменности необходима проверка генезиса анализируемого газа, что вполне возможно при использовании изотопного анализа для двух-трех точек отбора, так как изотопный состав болотного метана и метана из природных и попутных газов различен [2].

Безусловно, намеченная программа работ по оценке перспективности структур, подготовляемых к глубокому поисково-разведочному бурению, представляет собой крупную проблемную тему и не так проста, как может показаться на первый взгляд. Но даже постановка такой проблемы крайне своевременна и весьма актуальна, так как предназначена для ликвидации одного из узких мест в научном обосновании поисково-разведочного бурения на нефть и газ.

Перейдем теперь к анализу методики размещения скважин глубокого поискового бурения на подготовленных сейсморазведкой площадях.

Согласно рекомендациям Н. Н. Ростовцева и И. И. Нестерова [7], в Западно-Сибирской низменности следует различать две области по геологическим условиям залегания скоплений нефти и газа, в которых следует применять различную методику размещения поисковых скважин. К одной из областей авторы относят Березово-Шаимский и Красноленинский нефтегазоносные районы, ко второй — Сургутский район, то есть Среднее Приобье. Собственно говоря, различие в методике для обеих областей заключается не в том, куда закладывать первую скважину, а в том, где размещать последующие 2—4 скважины. Первая скважина обычно закладывается в наиболее приподнятую часть поднятия. От результатов бурения этой скважины зависит дальнейшая методика размещения скважин. Всего И. И. Нестеровым [7] намечено шесть вариантов дальнейших работ, с которыми необходимо согласиться:

1. Сводовая скважина дала воду из песчаных приконтактных пород. Структура — водоносная, дальнейшее бурение прекращается.

2. Сводовая скважина дала воду из проницаемых пород коры выветривания или фундамента. Структура — водоносная, дальнейшее бурение прекращается.

3. Сводовая скважина дала нефть или газ из песчаных горизонтов основания мезозоя. Последующие скважины бурятся на крыльях вблизи оконтуривающей поднятие изогипсы по обычной для пластовых сводовых залежей методике. Вторую скважину рекомендуется бурить на более пологом крыле для целей быстрее обнаружения водно-нефтяного контакта, положение которого предполагается.

4. Сводовая скважина вскрыла на породах фундамента глинистые отложения. При опробовании получены незначительные притоки газа. Дальнейшее бурение на такой площади продолжается по методике, изложенной в пункте 3.

5. Сводовая скважина «сухая». В этом случае вторую скважину закладывают на предполагаемом контакте газ — вода, или нефть — вода. Если во второй скважине получили воду, то третью скважину закладывают структурно выше.

6. Сводовая скважина вскрыла глинистые отложения на контакте с палеозоем и в процессе испытания получены незначительные притоки воды. Если качество испытания не вызывает сомнения, то бурение ведется дальше по методике, изложенной в пункте 5.

На наш взгляд, весьма существенным недостатком описываемой методики (при всех ее положительных качествах) является очень нечеткое определение места заложения второй скважины — как «предполагаемый контакт газ — вода или нефть — вода».

Нами на основе анализа конкретного положения водно-нефтяного контакта в уже изученных структурах предлагается конкретизировать местоположение второй скважины, что внесет определенную ясность в методологические приемы при поисковом бурении, решаемые геологической службой в процессе бурения уже после утверждения проекта работ.

При изучении зависимости высоты залежей нефти или газа нами установлена зависимость заполненности структур от их амплитуды и типа залежей. Расчет производился по 15 хорошо освещенным бурением площадям. Характерным является заполненность структур со сводовыми пластовыми залежами на 60—90% их амплитуды и заполненность структур с литологическими типами залежей на 40—60% амплитуды поднятий (рис. 3).

Под заполненностью структур нами понимается отношение величины высоты залежи в метрах к величине амплитуды поднятия в метрах. Отношение выражается в процентах и может быть названо коэффи-

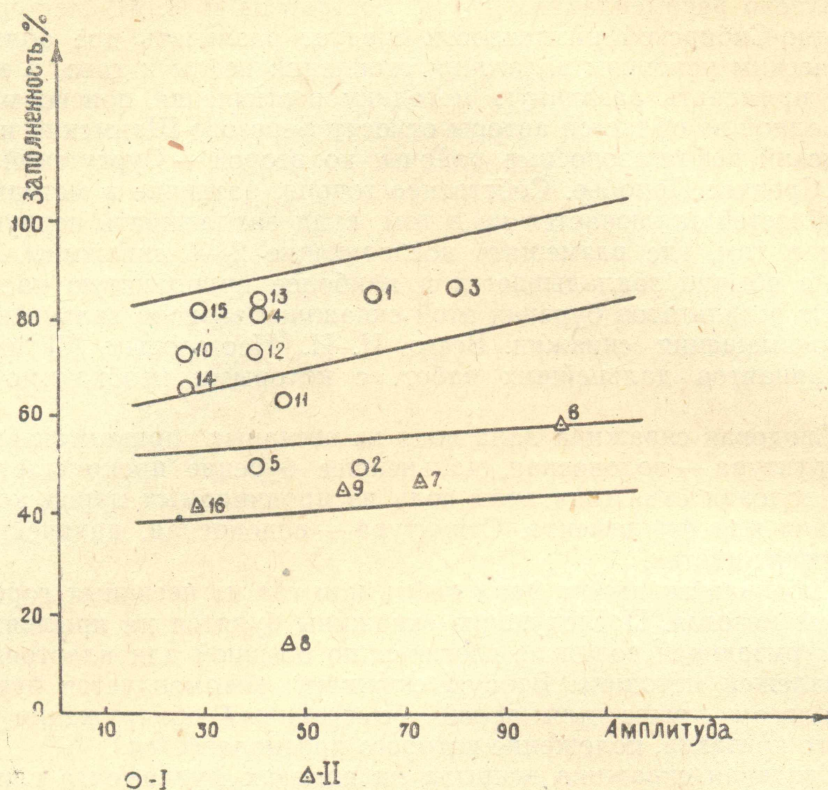


Рис. 3. Зависимость заполненности локальных структур Западно-Сибирской низменности от амплитуды структур и типа залежей. Составил В. Л. Кокунов. Условные обозначения: I — сводовые пластовые залежи; II — литологические залежи; 1, 2, 3, 8, 9 — залежи Усть-Балыкского месторождения; 4, 10, 11, 12 — залежи Мегионского месторождения; 12, 13, 14, 15, 16 — залежи Быстринского месторождения; 5 — залежь Ватинского месторождения; 6 — залежь Трехозерного месторождения; 7 — залежь Убинского месторождения

циентом заполненности структур. Для изучения брались в расчет структуры 3-го порядка.

Нами предлагается в областях распространения литологических залежей, к которым мы относим Березово-Шаимский, Краснотенинский и Томский нефтегазоносные районы низменности (имея в виду юрские отложения), вторые и последующие скважины закладывать с учетом ожидаемого коэффициента заполненности структур в 40—60%. При постановке глубокого поискового бурения на меловые отложения, где распространены в основном сводовые пластовые залежи, заложение второй и последующей скважин следует производить с учетом ожидаемого коэффициента заполненности структур на 60—90%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Н. П. Будников. Основные итоги геологоразведочных работ на нефть и газ в СССР за 1964 г. и задачи на 1965 г. «Геология нефти и газа», 1965, № 4.
2. Г. П. Вдовыкин и др. К изотопному составу углерода природных горючих газов. «Геохимия», 1964, № 1.
3. Д. Е. Казаков, Н. И. Нестеров. Эффективность геологопоисковых и разведочных работ на нефть и газ в Западно-Сибирской низменности. «Геохимия нефти и газ», 1965, № 2.

4. А. М. Карапетов и др. К вопросу о геохимической аномалии на территории Шаимской нефтегазоносной зоны Западной Сибири, Научно-технический сборник по добыче нефти. Тр. Всес. нефтегаз. науч.-исслед. ин-та, вып. 25, 1964.
5. П. А. Левшунов. Содержание и дифференциация тяжелых углеводородов Березовского газоносного района. «Геол. и геофиз. СО АН СССР», № 4, т. 104, 1960.
6. Н. Н. Ростовцев. Опыт составления прогнозных карт на нефть и газ для территории Западно-Сибирской низменности. Бюлл. научно-техн. инф. СНИИГГиМС, Новосибирск, 1961.
7. Н. Н. Ростовцев, И. И. Нестеров. Методика поисково-разведочных работ на нефть и газ. Изд-во «Недра», 1964.
8. В. А. Соколов, Г. Г. Григорьев. Методика и результаты газовых геохимических нефтегазопроисловых работ. Гостоптехиздат, 1962.