

КОМИТЕТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО ГЕОЛОГИИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР
МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ
(СНИИГ_иМС)

ГЕОЛОГИЯ И ПРОБЛЕМЫ ПОИСКОВ
НОВЫХ КРУПНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА
В СИБИРИ

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ
ПО МЕЖВЕДОМСТВЕННОЙ РЕГИОНАЛЬНОЙ НАУЧНОЙ
ПРОГРАММЕ "ПОИСК"
за 1994 год
Часть II

НОВОСИБИРСК
1996

Границы районов проводятся по выклиниванию резервуаров. Соответственно, при прочих равных условиях наиболее перспективны районы с тремя нефтегазоносными резервуарами, наименее - с одним.

Фациальные особенности резервуаров, или стратиграфических горизонтов, в пределах площади нефтегазоносного района определяют разделение последних на зоны. Каждая зона в своей фациальной принадлежности отражает особенности строения и перспективность нефтегазописковых объектов, тип ловушек и, соответственно, специфику поисковых работ в них.

При оценке перспектив нефтегазоносности также учитывается качество региональных экранов, их мощность, выдержанность по площади и т.д.

Карта нефтегазогеологического районирования нижне-среднеюрских отложений (рис.1) составлена на основе синтеза двух карт нефтегазогеологического районирования раздельно для нижней и средней юры. Перспективность земель на сводной карте поднимается на ранг выше при равных или близких перспективах в нижнеюрском и среднеюрском нефтегазоносных комплексах. На приведенной карте (см.рис.1) показаны земли с весьма высокими перспективами в том случае, когда сочетаются высокоперспективные нижний и верхний комплексы.

На карте нефтегазогеологического районирования нижней-средней юры Обь-Тазовской области показано 29 нефтегазоносных районов, насчитывающих в сумме 58 нефтегазоносных зон.

По степени перспективности нижне-среднеюрских отложений область разделена на земли с перспективами: весьма высокими, выше средних, средними, ниже средних, низкими (см. рис. 1).

Карта участков первоочередных работ (рис.2) является результирующим документом выполненных работ. Двадцать установленных участков площадью 5-6 тыс.км², в пределах которых наиболее вероятно открытие крупных высокодебитных месторождений нефти и газа в нижней и средней юре, после выполнения соответствующего объема геофизических и буровых работ, могут составить предмет лицензирования, с учетом того что и вышележащие верхнеюрско-меловые отложения также являются высокоперспективными.

Для постановки первоочередных работ по нижнеюрскому нефтегазоносному комплексу рекомендуется семь участков: Кислорский, Саха-

линский, Хулымский, Пайсяцкий, Западно-Новогодний, Тагринский, Кошильский. На Кислорском участке высокопродуктивные залежи ожидаются в аллювиальных, дельтовых и мелководно-морских фациях трех резервуаров; на Сахалинском - в аллювиальных и эстуарных фациях двух резервуаров; на Хулымском и Пайсяцком - в мелководно-морских и прибрежных фациях трех резервуаров; на Западно-Новогоднем - в аллювиальных, дельтовых и мелководно-морских фациях трех резервуаров; на Тагринском - в аллювиальных, дельтовых, мелководно-морских фациях двух резервуаров; на Кошильском - в аллювиальных и мелководно-морских фациях двух резервуаров.

Для постановки работ по среднеюрскому комплексу выделено восемь участков: Адымюганский, Сумысьинский, Аксарский, Куноватский, Емангальский, Вэнгяхинский, Тром-Еганский, Ноябрьский. На Сумысьинском и Аксарском участках залежи прогнозируются в мелководно-морских фациях одного резервуара; на Тром-Еганском и Вэнгяхинском - в мелководно-морских и островных фациях двух резервуаров; на Адымюганском, Ноябрьском - в мелководно-морских, островных, аллювиальных фациях двух резервуаров; на Куноватском - в мелководно-морских фациях двух резервуаров; на Емангальском - в мелководно-морских и эстуарных фациях двух резервуаров.

На Приразломном, Соимлорском, Котухтинском, Сабунском, Южно-Толькинском участках продуктивные отложения представлены нижне-среднеюрским комплексом осадков. На Приразломном участке высокопродуктивные залежи связываются с аллювиальными и мелководно-морскими фациями четырех резервуаров; на Соимлорском - с аллювиальными, дельтовыми, островными, мелководно-морскими фациями четырех резервуаров; на Котухтинском - с аллювиальными, дельтовыми, мелководно-морскими фациями пяти резервуаров; на Южно-Толькинском - с аллювиальными, дельтовыми, мелководно-морскими фациями четырех резервуаров.

Анализ карты нефтегазогеологического районирования (см.рис.1) свидетельствует в целом о весьма высокой перспективности нижне - среднеюрских отложений Обь-Тазовской переходной области. Земли с перспективами весьма высокими, высокими и выше средних составляют более 50 % территории, со средними - около 35 %.

А.Н.Дмитриев, В.С.Вышемирский, А.А.Бишаев, В.В.Золотухин, В.Н.Кандыба
ПОИСКОВЫЕ КРИТЕРИИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАЗНОЙ КРУПНОСТИ В ЗАДАЧЕ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ПРОГНОЗА

В проблеме прогноза газовых месторождений разной крупности установлены поисковые критерии для каждого подразделения объектов. Поисковые критерии пригодны для вычисления прогнозных количественных оценок при исследовании перспектив новых территорий. В работе

применены логико-математические средства обработки массивов информации.

Исследована совокупность газовых месторождений мира, связанных со сводовыми ловушками и расположенных в платформенных областях. Цель сравнительного изучения 91 газового

Оценки признаков поисковых критериев по классам крупности газовых месторождений

№ при- знака	Диагностическая оценка признака			Средняя оценка	Содержание признаков
	I класс крупные	II класс средние	III класс мелкие		
1	-	-	0,13	0,04	Средние дебиты скважин, тыс. м ³ /сут
5	-	0,38	0,49	0,29	Нефтеносность свиты в пределах осадочного бассейна: б) не низкая (низкая)
6	-	0,26	-	0,09	Нефтеносность свиты в пределах структуры более низкого порядка: а) высокая (невысокая)
9	0,24	-	-	-0,08	Мощность газоносной свиты во впадинах, принадлежащих месторождениям, м
13	-	-	0,20	0,07	Степень выдержанности коллекторов: а) все выдержанные (не все выдержанные)
20	-	0,38	-	0,11	Типы коллекторов: б) не только трещинно-кавернозные (только трещинно-кавернозные)
23	0,14	-	-	0,05	Залежи нефти в газоносной свите: б) имеются залежи (нет залежей)
24	0,63	-	0,57	0,05	Угленосность газоносной свиты: а) значительная (нет значительной угленосности)
25	0,34	0,51	-	0,28	Угленосность газоносной свиты: б) имеются пласты угля (нет пластов)
26	-	0,46	0,76	0,41	Место газоносной свиты в осадочном цикле: а) вся свита в трансгрессивной части разреза (не вся)
28	-	-	0,59	0,20	Суммарная мощность глинисто-алевритовых пород в газоносной толще, м
31	-	0,64	0,38	0,34	Суммарная мощность песчаных пород в газоносной толще, м
34	-	0,42	-	0,14	Суммарная роль глинисто-алевритовых и карбонатных пород в разрезе свиты, %
36	-	-	0,45	0,15	Продолжительность накопления газоносной свиты, млн лет
38	-	0,34	0,46	0,27	Продолжительность накопления надгазоносной толще
42	-	0,50	0,38	0,29	Проявления газа есть (нет) в надгазоносной толще
49	-	-	0,47	0,16	Суммарная роль всех непроницаемых пород в надгазоносной толще, %
51	-	-	0,49	0,16	Роль проницаемых пород в разрезе толщ, м
60	0,26	-	-	0,09	Расстояние от ближайшего перерыва вниз по разрезу от подошвы газоносной толщи, м
66	-	-	0,50	0,17	Роль глинисто-алевритовых пород в разрезе подгазоносной свиты, %
68	-	-	0,33	0,11	Взаимоотношения проницаемых и непроницаемых пород: а) преобладают мощные проницаемые пласты (не преобладают)
69	0,34	0,27	-	0,20	Взаимоотношения проницаемых и непроницаемых пород: б) имеются мощные проницаемые пласты (нет)
70	0,24	-	-	0,08	Распределение проницаемых пород в разрезе а) преимущественно вверх (нет)
72	-	0,26	-	0,09	Проявления нефти в подгазоносной толще имеются (нет)
73	-	-	0,35	0,12	Проявления газа в толще имеются (нет)
76	-	0,40	-	0,13	Площадь зоны, расположенной гмисометрически ниже объекта на структурной карте по газоносной толще, тыс. км ²
80	-	-	0,28	0,09	Разломы в пределах впадины: б) есть (нет)
81	0,35	-	-	0,12	Положение объекта во впадине на современном структурном плане по газоносной толще: во внутренней части (в краевой)
82	0,35	-	-	0,12	То же во время накопления газоносной толщи
83	-	-	-	0,12	Максимальная мощность осадочного чехла во впадинах, км
89	0,81	0,35	-	0,27	Объем глинисто-алевритовых пород в зоне в газоносной толще, тыс. км ³
96	0,35	-	0,19	0,18	Положение объекта на структуре более низкого порядка: а) во внутренней части положительной структуры
99	0,66	-	-	0,22	Площадь структурной ловушки, км ²
101	-	-	0,37	0,12	Ориентировка структурной ловушки по отношению к вмещающей структуре, выраженная через угол между осями структур
102	-	0,14	0,25	0,13	Пликативные осложнения свода структурной ловушки: а) имеются значительные (нет)

Примечание. Крупные месторождения: Z > 100 млрд м³; средние - 5,5 < Z ≤ 100 млрд м³, мелкие Z ≤ 5 млрд м³.

месторождения состояла в обнаружении поисковых критериев и построении многофакторной модели, пригодной для количественного прогноза продуктивности перспективных территорий. Каждое вошедшее в обучающую выборку месторождение было охарактеризовано 107 признаками. Общий список признаков в соответствии с общей структурой информационного массива, использованного для нефтяных месторождений был подразделен на группы: "газоносная толща" ($n = 36$), "надгазоносная толща" ($n = 17$), "подгазоносная толща" ($n = 20$), "геотектоническая обстановка" ($n = 20$), "структурная ловушка" ($n = 13$). Из платформенных областей мира было изучено пять регионов: Западная Сибирь ($m = 21$), Урало-Поволжье ($m = 21$), Ближний Восток ($m = 22$), Северная Африка ($m = 14$), Северная Америка ($m = 13$). Месторождения взяты с большим разбросом запасов и подразделены условно на 4 класса: "гигантские" ($Z_r \geq 500$ млрд м³), "крупные" ($500 > Z_k \geq 100$ млрд м³), "средние" ($100 > Z_c \geq 10$ млрд м³), "мелкие" ($Z_m < 10$ млрд м³). Многие газовые месторождения разных классов по размерам являются также и нефтяными, но других классов. Эти месторождения решаются и в нефтяной задаче, и в газовой. При этом ряды признаков одинаковы в обеих задачах.

На основе созданной базы данных "ГАЗ-1" и модифицированной версии алгоритмического комплекса целевой итерационной классификации была осуществлена формализованная постановка задачи количественного прогноза газовых месторождений. В требовании к решению задачи сохранилось правило, по которому счетные операции на ПЭВМ позволяли вычислять коэффициенты и пороги устойчивости получаемых решений. Контроль качества результатов решения на каждом звене блок-схемы достигался многовариантными постановками. Охват общего информационного массива ($m \cdot n = 91 \cdot 107$) и его целевая обработка достигались возможностями СУБД и соответствующим алгоритм-программным обеспечением.

На первом этапе решения задачи осуществлена работа по выяснению общего критерия поиска газовых месторождений без учета их крупности и региональной специфики. В общий поисковый критерий вошли 23 характеристических признака из 107. Данные признаки на всей обучающей выборке месторождений ($m = 91$) показали значительную способность в корреляции с целевым признаком (масштабом запасов). Выбор поискового критерия составил основу для диагностического набора, по которому производились проверочные задачи с целью получения количественных прогнозных оценок запасов газовых месторождений. Следует отметить высокую диагностическую роль группы признаков "газоносная свита", которая по числу входящих признаков в поисковый критерий общего характера составила 43,4 % и стоит на первом месте по суммарной информационной оценке. Касаясь суммарных информационных оценок по осталь-

ным группам признаков, следует отметить их практическую равнозначность для поискового критерия общего характера. Следует также подчеркнуть компактность диагностического набора признаков для газовых месторождений, который составлен из 23 признаков. Отметим, что из этого состава признаков 2,2 % вошли в состав общего поискового критерия нефтяных месторождений, выявленного на предыдущем этапе исследования.

Характерно и то, что количество признаков, вошедших в диагностический набор газовых месторождений, в 2,3 меньше, чем для нефтяных. Возможные причины уменьшения числа признаков, коррелирующих с запасами газа на месторождениях, объясняются физическими характеристиками газа. Его высокая подвижность требует более жестких условий накопления и сохранения. Эти условия обладают меньшим разнообразием качеств и более строгой их выраженностью по сравнению с условиями накопления сохранения резервуаров нефти. С учетом сравнительного изучения нефти и газа в дальнейшем можно углубить понимание и практическое применение обнаруженного эффекта.

Практический и теоретический интерес представляют собой задачи выявления поисковых критериев для месторождений с определенным масштабом запасов. На подготовительном этапе информационного массива газовые месторождения были подразделены на четыре класса (гигантские, крупные, средние, мелкие). Но по мере работы с исходными данными выяснилось, что:

- априорное подразделение оказалось избыточным;
- выделенные классы имеют значительные наложения своих границ (до 20 % объектов попадают в пересечение смежных классов);
- точность и устойчивость решений являются недостаточными.

Была осуществлена перепостановка задачи "по классам". В связи с этой перепостановкой был допущен отказ от априорной классификации и границы новых классов выявлялись вычислительным экспериментом. В основу эксперимента был положен принцип "естественного" подразделения объектов на классы по многопризнаковому основанию классификации. В результате решения получена новая классификация газовых месторождений, по которой были належано выделены три класса: крупные $Z > 100$ млрд м³, средние $5,5 < Z \leq 100$ млрд м³, мелкие $Z \leq 5,5$ млрд м³. Для каждого подразделения выявлен поисковый критерий, причем для крупных месторождений он составлен из 12 признаков, для средних - из 14, а для мелких - из 19 (см.таблицу). Характерно и то, что количество признаков, общих для нефти и газа, растет от крупных месторождений к мелким. Поисковый критерий для мелких месторождений оказывается как бы вобраным в состав поискового критерия для нефтяных месторождений. Представляет интерес и состав групп признаков, вошедших в поисковый критерий выделенных

классов. Характерно, что около половины признаков в поисковых критериях для выделенных классов газовых месторождений состоит из признаков групп "нефтеносная толща" и "газоносная толща" (или "нефтегазоносная толща"). Менее отчетливо эта тенденция проявлена для объектов

1-го класса - крупных месторождений; это может свидетельствовать о том, что для месторождений такой крупности более существенны признаки, характеризующие состояние резервуара. Интересен и факт несущественности качества "нагазоносной толщи" для класса крупных месторождений.

В.А.Топешко, А.В.Рябкова, Т.А.Бурштейн, Л.Г.Кошелева

ЧОНСКАЯ ЗОНА НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Район исследования (см. рисунок) приурочен к Непскому своду Непско-Ботубинской антеклизы и включает Верхнечонское, Вакунайское и Тымпучиканское месторождения, Преображенскую, Западно-Игнялинскую, Южно-Чонскую и Северо-Чонскую продуктивные площади (две последние примыкают к Верхнечонскому месторождению). Чонская зона хорошо изучена бурением и геофизическими работами и характеризуется высокой плотностью запасов УВ. Разрез осадочного чехла представлен вендскими и кембрийскими отложениями, перекрытыми мало-мощными юрскими и четвертичными. Традиционно в его объеме выделяются три нефтегазоносных комплекса: вендский терригенный (непская свита), венд-кембрийский карбонатный (тирская, катангская, собинская, тэтэрская свиты, ниже- и среднеусольская подсвиты), кембрийский галогенно-карбонатный (верхнеусольская подсвита, бельская, булайская, ангарская, литвинцевская свиты):

Терригенный комплекс включает продуктивные пласты В₁₀ (ВЧ₁ или хамакинский), В₁₃ (ВЧ₂ или талахский). В разрезе карбонатного комплекса выделяются продуктивные пласты Б₁ (осинский), Б₃₋₄ (усть-кутский I или юряхские I, II), Б₅ (усть-кутский II или юряхский III), Б₁₂ (преображенский).

Галогенно-карбонатный комплекс включает келорский, бильчирский, биркинский, атовский, христофоровский и балыхтинский продуктивные пласты. Нефтегазоносность этих отложений изучена недостаточно, так как слишком мал вынос керн и объем испытаний. Тем не менее из отдельных интервалов были получены притоки УВ и воды, отмечались поглощения промывочной жидкости и нефтегазопроявления. По материалам ГИС во многих скважинах выделяются коллекторы. Имеющаяся информация не позволяет объективно судить о перспективах галогенно-карбонатного комплекса. Более тщательное изучение, выработка подходящей методики вскрытия и опробования продуктивных пластов могли бы повысить его ценность как объекта нефтегазодобычи, дополняющего терригенный и карбонатный продуктивные комплексы.

По данным бурения, структурный план кровли терригенного вендского комплекса представляет собой слабо выраженный структурный нос с погружением пород на северо-запад и воздыманием на юго-восток. Карбонатный комплекс характеризуется стабильной мощностью и спокойным залеганием, поэтому структурный план

его кровли подобен структурному плану кровли терригенного комплекса. Верхняя часть разреза осадочного чехла - галогенно-карбонатный комплекс - значительно более дислоцирован. На отдельных участках наблюдается "сдвоение" и "строение" разреза.

Разведочные работы на Верхнечонском и Тымпучиканском месторождениях показали значительную степень раздробленности нижней части разреза на блоки разрывными нарушениями. Разломы предполагаются также на Вакунайском месторождении и Преображенской площади.

Чонская зона нефтегазонакопления - крупный по территории, запасам и ресурсам УВ объект, отдельные части которого (месторождения и продуктивные площади) объединены общностью геологического строения и характером нефтегазоносности. Глубокое бурение на территории Чонской зоны начато в 1971 г. Первой была пробурена параметрическая скв.106 Преображенской площади (см. рисунок), давшая промышленный приток газа из пласта Б₁₂. В последующие годы здесь было пробурено еще несколько параметрических скважин (135, 137, 136, 139, 138 - в порядке забуривания), вскрывших нефтегазонасыщенные коллекторы в пластах Б₁, Б₃₋₄₋₅, Б₁₂ и В₁₀. В период с 1981 по 1991 гг. были пробурены три поисковые скважины (2, 1, 3), причем скв.2 и 3 дали притоки нефти и газа из пласта Б₁₂.

Одновременно с организацией параметрического бурения в 1974-1975 гг. были развернуты детальные геофизические работы, что позволило подготовить к глубокому бурению Верхнечонское подгазие. Территория Верхнечонского месторождения введена в бурение в 1976 г. в соответствии с геологическим проектом на бурение параметрических скв.122, 123, 124, 125, 126, 150, составленным по результатам региональных геолого-геофизических работ. Из скв.122 в 1977 г. был получен фонтан газа из песчаников непской свиты. Первый приток нефти был получен из этих же отложений в скв.123 в 1980 г. Поисковое бурение на месторождении ведется с 1979 г., разведочные работы начались в 1983 г. и закончились в 1992 г. В 1986 г. Государственной комиссией по запасам СССР утверждены запасы УВ центральной части месторождения по пластам В₁₀, В₁₃ и Б₁₂.

На Вакунайском месторождении поисковое бурение начато в 1986 г. Из пласта Б₁ в скв. 2 получен промышленный приток газа с конденсатом. Разведочное бурение начато в 1991 г. По запасам газа месторождение оценивается как крупное.