

И. В. Жилина

АНАЛИЗ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ РЕСУРСОВ ВЕРХНЕЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ПО ТИПАМ ФЛЮИДА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

И. В. Жилина

(Институт геологии нефти и газа СО РАН)

Введение. Несмотря на довольно хорошую изученность верхнеюрских отложений на юго-востоке Западной Сибири, до сих пор актуальна проблема дифференцированного прогноза скоплений углеводородов (УВ) по типам флюида. Зональность в размещении нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений отчетливо проявляется на территории Западно-Сибирской нефтегазовой провинции и неоднократно отмечалась рядом исследователей (Н. Н. Ростовцев и А. А. Трофимук (редакторы), 1963; Н. М. Кругликов и др., 1963; А. Э. Конторович и О. Ф. Стасова, 1964; В. П. Маркевич, 1964; К. А. Шпильман и др., 1964; и др.). Зоны нефтенакпления довольно четко отделяются от зон газонакпления. Первые приурочены к центральному и более прогнутым частям нефтегазового бассейна, вторые размещаются в относительно приподнятых преимущественно окраинных зонах и на резких высокоамплитудных внутриплатформенных сводах и крупных валах (с амплитудой более 700...1000 м) [10].

В работах ряда исследователей отмечаются основные факторы, благоприятные для формирования зон преимущественного нефте- и газонакпления. Например, М. С. Моделевский указывает, что на фазовый состав скоплений УВ в первую очередь влияют термодинамический режим недр и история тектонического развития региона [5]. М. Я. Рудкевич, В. И. Шпильман и А. Я. Эдельштейн важную роль при дифференциации углеводородов в недрах отводят тектоническому, в частности неотектоническому, фактору. А. Э. Конторовичем и А. А. Растегиным отмечались следующие наиболее информативные факторы, контролирующие преимущественную нефте- и газоносность локальных поднятий: толщина осадочного чехла, скорость накопления осадков над залежью, содержание $C_{орг}$ в материнских породах, степень катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ) и тип ОВ [5]. По мнению Н. М. Кругликова, основными факторами, благоприятными для выделения газа в свободную фазу, являются: 1) восходящее движение подземных вод на седиментационных и инфильтрационных этапах

Предпринята попытка прогноза фазового состава углеводородов в залежах верхнеюрских отложений на территории Томской области на основе статистического подхода. По эталонной выборке из 81 месторождения с залежами в горизонте Ю, получена нелинейная зависимость доли жидких углеводородов в суммарных запасах месторождения от геолого-геофизических параметров вмещающих отложений.

Установлено критическое значение комплексного прогностического параметра. Если он превышает 0,7, то вероятно открытие преимущественно нефтяных месторождений, тогда как при его значениях ниже 0,7 наряду с нефтяными могут быть открыты газонефтяные и газоконденсатные месторождения. Пространственное распределение ресурсов верхнеюрского комплекса по типам флюидов на территории Томской области формировалось под влиянием многих факторов, но оно может быть достоверно спрогнозировано на основе следующих параметров: толщины отложений баженовской свиты, площади дренируемой поверхности, мощности кайнозойских пород и толщины отложений нижневасюганской подсвиты.

развития нефтегазоносных артезианских бассейнов; 2) местные интенсивные тектонические движения положительного знака; 3) резкое снижение базисов разгрузки подземных вод как региональных, так и местных [6]. А. Р. Курчик при прогнозе фазового состояния углеводородов в залежах в качестве основных факторов выделяет максимальные палеотемпературы, пластовое давление и тип рассеянного органического вещества (РОВ) [7]. Таким образом, можно сделать вывод, что в качестве основных факторов при раздельном прогнозе зон жидких и газообразных УВ необходимо учитывать тектонический фактор, термодинамический режим, содержание $C_{орг}$ в материнских породах, тип РОВ и степень катагенетической преобразованности ОВ.

Объект исследования. Объектом исследования в данной работе являются нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи УВ в верхнеюрских отложениях на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (НГП). На рис. 1 достаточно хорошо видно резкое разграничение зон нефте- и газонакпления на территории изучаемого района. Часто месторождения разного фазового состава приурочены к одному тектоническому элементу. Например, расстояние между Средневасюганским (нефтяным) и Северо-Васюганским (газоконденсатным) месторождениями, расположенными на Средневасюганском валу, составляет менее 20 км [1].

В целом на юго-востоке Западной Сибири зональность проявляется следующим образом: на Сур-

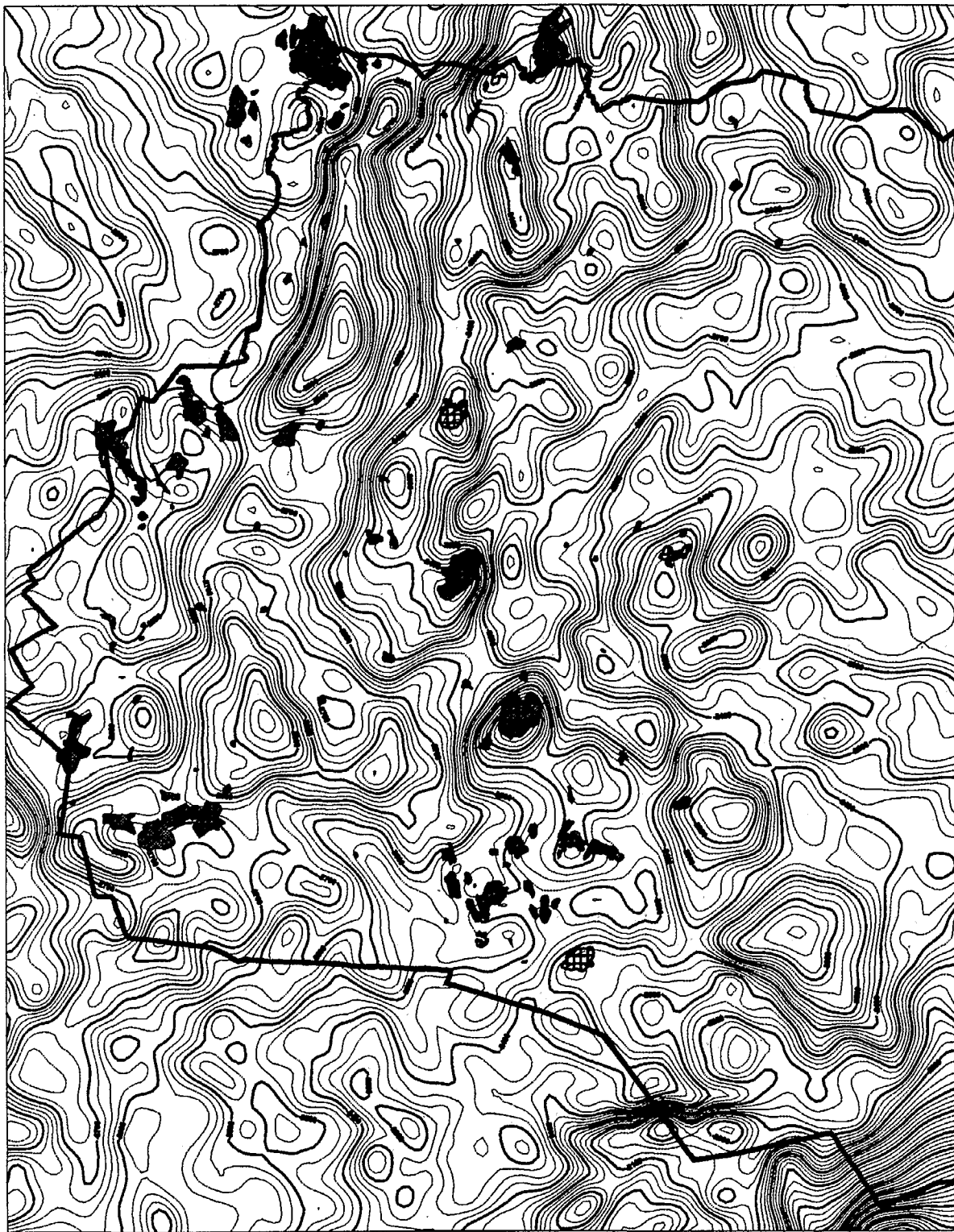


Рис. 1. Схема расположения месторождений на территории Томской области:
 1 – граница Томской области; месторождения: 2 – газовые, газоконденсатные; 3 – нефтяные

гутском, Нижневартовском и Каймысовском сводах верхнеюрские продуктивные горизонты содержат лишь нефтяные залежи, а восточнее наряду с нефтяными месторождениями в отложениях юры открыт ряд газовых и нефтегазовых месторождений, в том числе таких крупных, как Мыльджинское, Лугинецкое и Казанское.

Методика работ. Автором предпринята попытка анализа пространственного распределения скоплений УВ верхнеюрского комплекса по типам флюида и выявления статистических связей фазового состава залежей с геолого-геофизическими параметрами вмещающих отложений. Далее на основе полученной зависимости и исходных карт прогностических параметров, вошедших в уравнение, строится карта прогноза фазового состава УВ на всю территорию исследования. В качестве прогнозируемого параметра использовалась относительная доля жидких УВ, которая характеризует соотношение жидких и газообразных УВ на месторождении и рассчитывается по фактическим данным о разведанных запасах:

$$f = \frac{\Sigma Q_{ж}}{\Sigma(Q_{ж} + Q_{г})}, \quad (1)$$

где $Q_{ж}$ – количество жидких УВ (нефть и конденсат); $Q_{г}$ – количество газообразных УВ (растворенный и свободный газ) на месторождениях (все в тыс. т условных углеводородов).

В эталонную выборку вошло 81 месторождение с залежами в горизонте Ю₁, в том числе 66 нефтяных, 8 газоконденсатных, 7 нефтегазоконденсатных. Исходный набор прогностических параметров включал: толщины меловых и кайнозойских отложений, абсолютные отметки по кровле меловых отложений и по подошве баженовской свиты, расстояния до ближайшего локального минимума и максимума, толщины отложений баженовской, георгиевской, васюганской свит и нижневасюганской подсвиты, максимальный палеоградиент температур, логарифм площади нефтегазосбора, пространственные координаты, максимальные палеотемпературы и т. д. С использованием аппарата множественной регрессии отыскивались линейные комбинации прогностических параметров, наиболее тесно связанных с прогнозируемой величиной (f). Наиболее высокая корреляция была получена для следующего комплексного параметра:

$$d = 0,11 + 0,0076 \cdot X_1 - 0,054 \cdot X_2 + 9,66 \cdot 10^{-4} \cdot X_3 + 0,0024 \cdot X_4, \quad (2)$$

где X_1 – толщины баженовской свиты (м); X_2 – логарифм площади дренируемой поверхности (усл. ед.); X_3 – толщины кайнозойских отложений (м); X_4 – толщины нижневасюганской подсвиты (м). Коэффици-

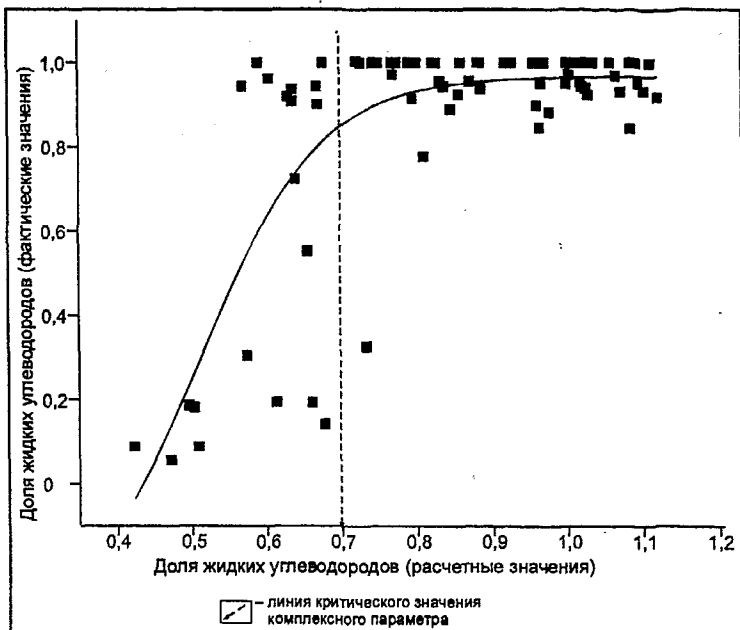


Рис. 2. Фактические и расчетные значения доли нефти:

$$f_r = (-1,35 / (1 + \exp((d - 0,51) / 0,081))) + 0,97; \quad d = 0,11 + 0,0076 \cdot X_1 - 0,054 \cdot X_2 + 9,66 \cdot 10^{-4} \cdot X_3 + 0,0024 \cdot X_4; \quad X_1 - \text{толщины баженовской свиты}; \quad X_2 - \text{площадь нефтегазосбора}; \quad X_3 - \text{толщины кайнозойских отложений}; \quad X_4 - \text{толщины нижневасюганской подсвиты}$$

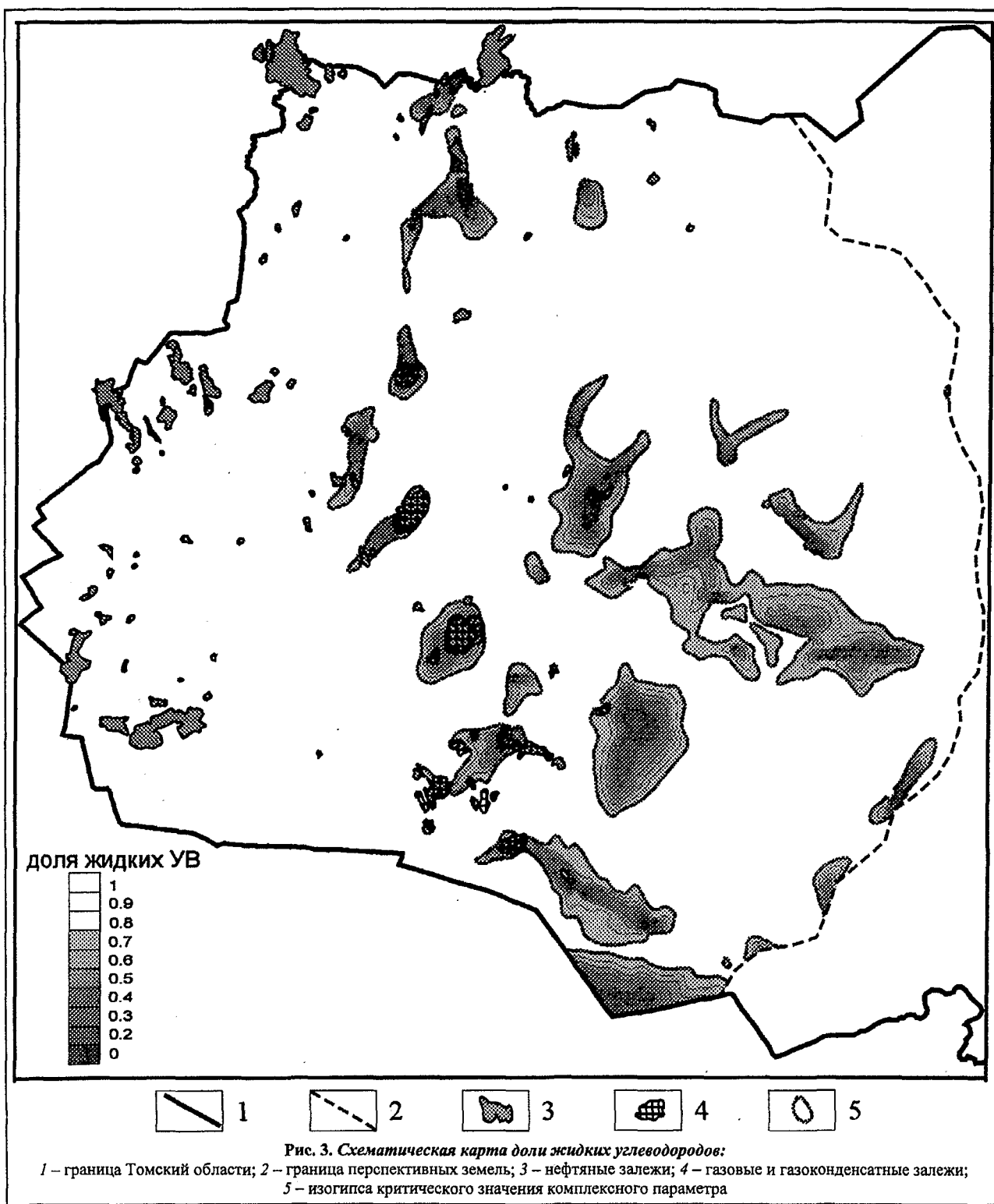
ент парной корреляции (R) между f (доля жидких УВ) и d (комплексный параметр) равен 0,66. На рис. 2 видно, что существует некоторое критическое значение комплексного параметра d . При значении d более 0,7 существует большая вероятность открытия преимущественно нефтяных месторождений, тогда как при значениях d ниже 0,7 наряду с нефтяными месторождениями могут быть открыты газонефтяные и газоконденсатные.

По физическому смыслу комплексного параметра, описывающего долю жидких УВ, его значения не могут быть меньше нуля и больше единицы. Следовательно, полученный параметр не может быть прямо использован для построения прогнозной карты. Поэтому для прогноза доли жидких УВ комплексный параметр был преобразован по модели Больцмана, которая достаточно хорошо описывает связь между комплексным параметром d и фактическими значениями f (см. рис. 2) и обеспечивает физическую непротиворечивость результатов. Новое уравнение имеет вид:

$$f_r = 0,97 - 1,38 / (1 + \exp((d - 0,51) / 0,081)). \quad (3)$$

Коэффициент парной корреляции (R) между фактическими и расчетными значениями доли жидких УВ равен 0,77.

На основе полученного уравнения (3) и карт прогностических параметров была построена карта распределения УВ по типам флюида (рис. 3). Из карты видно, что прогноз типов флюида хорошо согласуется с фактическим размещением залежей разного фазового состава.



Обсуждение результатов. Ниже приводится возможная интерпретация параметров, вошедших в уравнение (2), и определяются их роль и влияние на пространственное распределение нефти и газа.

Толщина отложений баженовской свиты. В восточном направлении породы баженовской свиты замещаются отложениями марьяновской свиты, которая отличается более низким содержанием органического вещества. Содержание $C_{орг}$ изменяется от 12...14 %

на Нижневартовском своде и 8...12 % на Каймысовском своде до 2...4 % на востоке области [12]. В соответствии с уменьшением толщины высокобитуминозных отложений баженовской свиты уменьшается доля основного нефтепроизводящего материала [5].

Описываемый параметр входит в уравнение с положительным знаком, т. е. доля жидких УВ растет с увеличением толщины высокоуглеродистых отложений баженовской свиты при прочих равных условиях.

Площадь дренируемой поверхности, или вероятная площадь нефтегазосбора. Этот параметр отражает в большей степени структурный фактор, являющийся одним из основных критериев распределения залежей нефти и газа в верхнеюрских отложениях на юго-востоке Западной Сибири. По мнению Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторовича и др. [8], в платформенных условиях перемещение жидких и газообразных УВ в водорастворенном состоянии является преобладающим. Растворимость УВ значительно изменяется и зависит не только от термодинамических условий, но и от состава самих УВ. При одинаковых температурах и давлениях растворимость углеводородов в воде резко снижается с ростом их молекулярной массы (М. Ф. Двали, 1963). Чаще всего движение флюида по пластам идет из зон с высокими значениями термобарических параметров в зоны с меньшими их значениями, от впадин к сводам смежных поднятий. Меняется состав веществ, растворенных в водах, часть сорбируется породами, новые минеральные и органические образования переходят в раствор, соответственно изменяется растворимость УВ [8]. Углеводороды, обладающие наименьшей растворимостью, будут выпадать из раствора и задерживаться замкнутыми положительными структурами и иными ловушками. Максимально растворимые УВ, т. е. метан, продвигаются с подземными водами наиболее далеко от зон генерации, которыми являются впадины [2]. Таким образом, газообразные УВ легче и более подвижны в поровом пространстве, поэтому они мигрируют на большие расстояния и занимают более высокое структурное положение, чем жидкие. Следовательно, чем больше площадь дренируемой поверхности (расстояние, пройденное УВ), тем меньше доля жидких УВ.

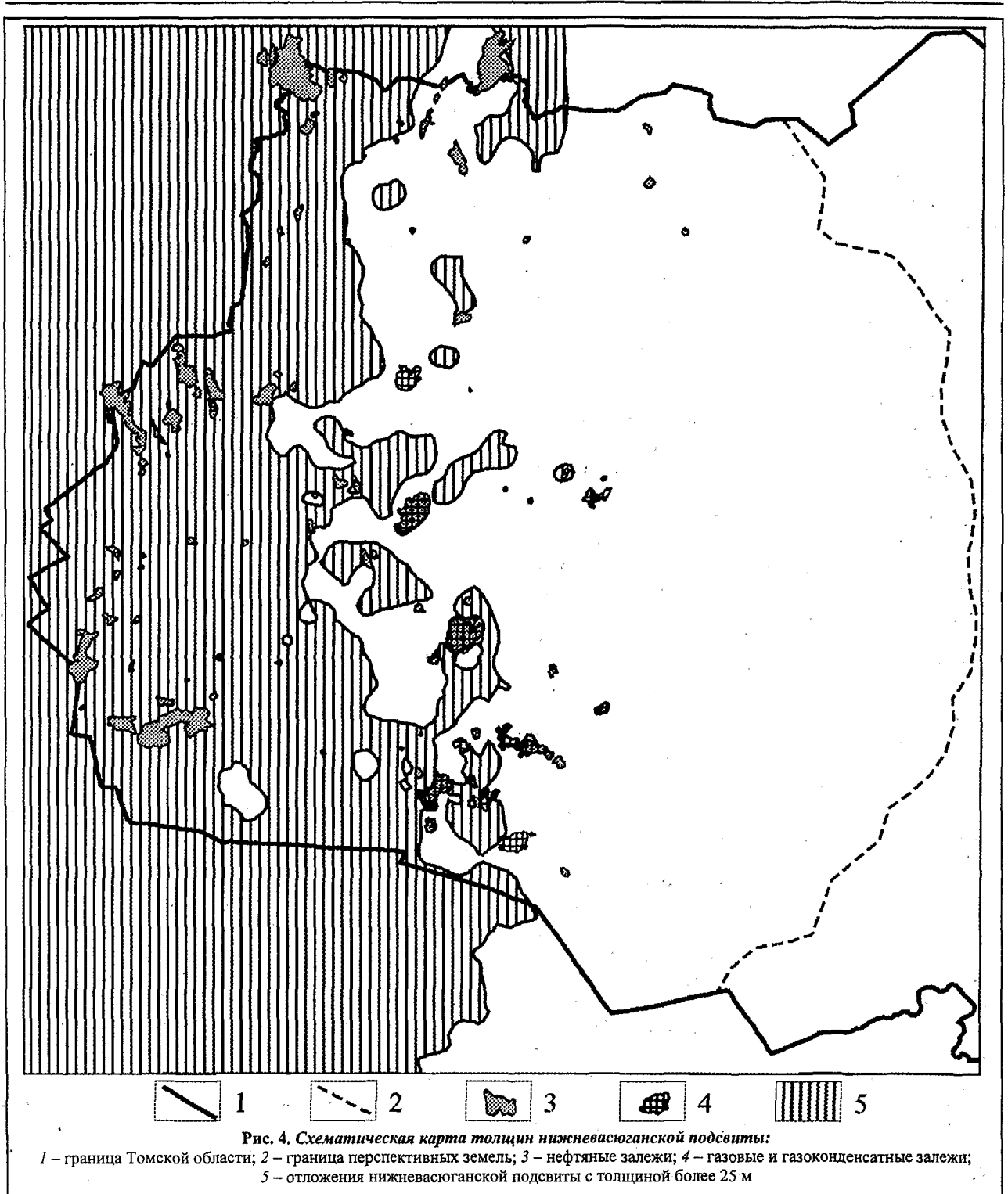
Толщина кайнозойских отложений. Одним из возможных объяснений роли этого параметра при дифференцированном прогнозе соотношения жидких и газообразных УВ является то, что он косвенно отражает тектоническую активность структур первого порядка в кайнозойское время. Верхнеюрские залежи формировались преимущественно в кайнозойское время [5, 6], поэтому динамика погружения в этот период оказывала существенное влияние на распределение УВ в коллекторе. Активизация движений, инверсия и частичный подъем крупных территорий особенно важны для образования газовых залежей [4]. В палеоген-неогеновый период вертикальные движения привели к обновлению структурных элементов, заложенных в докембрийское время и развивавшихся в юре. При этом активность роста положительных структур первого порядка в этот период была неодинакова [1]. В пределах Нижневартовско-Каймысовской зоны интенсивность тектонических движений была существенно ниже, чем в среднем по области. Александровский, Среднеvasюганский, Пудинский и Парабельский мегавалы развивались в это время наиболее активно. Периоды их тектонической активности положительного знака совпадают с

периодами интенсивного развития Колтогорского мегавалогриба и Нюрольской впадины. Как отмечается в работах [4, 9], наиболее благоприятные условия для выделения растворенных газов в свободную фазу существуют в момент положительных тектонических движений с достаточно большой амплитудой. На карте распространения УВ по типам флюида хорошо видно, что области преимущественно газовых скоплений относятся к сводам Александровского, Среднеvasюганского, Пудинского и Парабельского мегавалов, которые испытывали активный тектонический рост в кайнозойское время. Косвенно это и отражает параметр толщины кайнозойских отложений.

Толщина нижнеvasюганской подсвиты. С уменьшением толщины нижнеvasюганской подсвиты уменьшается значение доли нефти и возрастает вероятность открытия газовых и газоконденсатных скоплений УВ. Эту закономерность можно объяснить наличием вертикальной миграции газообразных УВ из нижележащих континентальных отложений средней юры. Рассмотрим ряд моментов, которые свидетельствуют в пользу этого предположения.

- Аргиллиты нижнеvasюганской подсвиты являются на большей части Западной Сибири региональным флюидоупором для залежей углеводородов в байос-батском комплексе. Наибольшее число залежей УВ в средней юре открыто в верхнем продуктивном пласте Ю₂. Как правило, в случае глинизации пласта Ю₂ залежь УВ располагается в следующем вниз по разрезу пласте Ю₃ [11], что косвенно свидетельствует о вертикальной миграции в среднеюрских отложениях. На рис. 4 видно, что газовые и газоконденсатные месторождения приурочены к областям, где толщины отложений нижнеvasюганской свиты меньше 25 м. Эта область относится к зоне перехода, где морские образования васюганской свиты замещаются преимущественно континентальными отложениями наукакской свиты. Здесь нижнеvasюганский флюидоупор, отделяющий горизонт Ю₁ от нижне-среднеюрских и палеозойских резервуаров, становится существенно менее выдержанным, имеет литологические окна и в нем повсеместно развиты пласты Ю₁⁵ и Ю₁⁶. Снижаются его экранирующие свойства. В работе [11] также отмечалось, что на участках с низкими экранирующими свойствами нижнеvasюганской покрывки присутствуют единые залежи пласта Ю₂ с васюганским горизонтом Ю₁. Такие залежи открыты на Лугинецкой, Мыльджинской, Северо- и Среднеvasюганской площадях.

- При прогнозе фазового состава УВ в залежах большинство исследователей, придерживающихся осадочно-миграционной теории образования нефти и газа, признают важность учета типа РОВ пород. Как известно, гумусовое РОВ способно генерировать преимущественно газообразные УВ, сапропелевое – жидкие. В среднеюрских отложениях преимущественно континентальной седиментации (зона Среднеvasюганского, Пудинского и Пыль-Караминского мегавалов) захоронилось в основном гумусовое органи-



ческое вещество [5, 12]. Органическое же вещество в отложениях верхней юры на исследуемой территории почти полностью представлено сапропелевым материалом [3, 5]. Все это дает основание предположить, что газообразные УВ, формирующие залежи в горизонте Ю₁, генерировались преимущественно в низележах Ю₁, генерировались преимущественно в низележах Ю₁, генерировались преимущественно в низележах Ю₁, генерировались преимущественно в низележах Ю₁.

- В пользу того, что газообразование происходило преимущественно в среднеюрских отложениях,

свидетельствует еще один важный фактор формирования залежей нефти и газа, характеризующий состояние залежи, – температура. В работе Ф. Г. Гурари, Т. И. Гуровой, А. Э. Конторовича и др. [4] наличие газоконденсатных и газонефтяных залежей в юрских пластах Ю₁–Ю₄ на Средневолгоганском и Пудинском мегавах и Казанском поднятии объясняется процессом деструкции жидких углеводородов с интенсивным образованием газов и переходом части углеводородов бензиновых фракций в конден-

сатное состояние. По данным К. Ландеса (1967) и Н. Т. Линдтропа (1969), деструкция начинается при пластовых температурах 120 °С и выше, хотя при $T < 140$ °С не приводит к разрушению нефтяных скоплений [7]. Рассматриваемые залежи находятся на небольших глубинах (2200...2500 м), но, по мнению авторов работы [4], в зоне значительной положительной геотермической аномалии. Однако по данным А. Р. Курчикова [7], этой аномалии в верхнеюрских отложениях не наблюдается, что в общем согласуется и с данными А. Н. Фомина, полученными по отражательной способности витринита [13]. Согласно этим данным, максимальные палеотемпературы для отложений васюганской и баженовской свит на территории Томской области не превышают 120 °С. Возможно, деструкция жидких УВ и имела место, но, вероятно, в нижележащих отложениях средней юры, плохо изолированных сверху.

• В соответствии с принятой в настоящее время схемой нефтегазонакопления нижняя зона газообразования следует за главной зоной нефтеобразования и приходится на глубины более 2500 м. Этот факт отмечался в работах А. Э. Конторовича, Н. Б. Вассоевича, И. И. Нестерова, В. И. Шпильмана, А. Р. Курчикова и многих других исследователей. Следовательно, поскольку глубина (гипсометрическая отметка) залегания васюганской и баженовской свит в данном районе не превышает 2500 м, это косвенно также свидетельствует в пользу генерации газообразных УВ в нижележащих плохо изолированных глинистых отложениях.

Перечисленные выше аргументы дают основание предположить, что газообразные УВ генерировались преимущественно в отложениях средней юры и формировали залежи в горизонте Ю₁ в случае плохой изоляции нижележащих коллекторов, т. е. в зоне опесчанивания нижневасюганской подсвиты.

Выводы. Пространственное распределение ресурсов верхнеюрского комплекса по типам флюидов на юго-востоке Западно-Сибирской НГП контролируется следующими параметрами: типом РОВ и массой $S_{орг}$ в нефтегазоматеринских отложениях, площадью дренируемой поверхности (вероятной площадью нефтегазосбора), толщиной кайнозойских отложений (тектонической активностью (ростом) структур первого порядка в период формирования залежей) и толщиной нижневасюганской подсвиты (изоляция от нижележащих отложений). Приведенная выше зависимость, полученная при чисто статистическом подходе, достаточно хорошо описывает распределение жидких и газообразных УВ.

1. Анализ мезозойско-кайнозойской истории тектонического развития территории Томской области / В.А. Конторович, В.П. Мангазеев, М.А. Городников, Э.В. Кривошеев, Н.И. Каратузов // *Международ. геофиз. конф. и выставка ЕАГО, SEG: Сб. тез. – Совинцентр, 1997.*
2. Брод И.О., Еременко Н.А. *Основы геологии нефти и газа. – М., 1957. – 480 с.*
3. *Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.*
4. *Главные факторы формирования и современного размещения залежей нефти и газа / Ф.Г. Гурари, Т.И. Гурова, А.Э. Конторович, К.И. Микуленко, В.С. Старосельцев, А.А. Трофимук, Э.Э. Фотиади // Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Тр. / СНИИГГиМС. – М.: Недра, 1972. – Вып. 131. – С. 279–286.*
5. *Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 250 с.*
6. *Кругликов Н.М. О гидрогеологических факторах, способствующих формированию газовых залежей Западной Сибири, Туранской и Скифской плит // Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности: Тр. / ЗапСибНИГНИ. – М.: Недра, 1967. – Вып. 3. – С. 193–199.*
7. *Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. – М.: Недра, 1992. – 231 с.*
8. *Некоторые закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности и Сибирской платформ / Ф.Г. Гурари, А.Э. Конторович, К.И. Микуленко, Ю.К. Миронов, Г.Б. Острый, Г.М. Таруц // Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности: Тр. / ЗапСибНИГНИ. – М.: Недра, 1967. – Вып. 3. – С. 22–38.*
9. *Нестеров И.И. Критерии прогнозов нефтегазоносности: Тр. / ЗапСибНИГНИ. – М.: Недра, 1969. – Вып. 15. – 335 с.*
10. *Сверчков Г.П. Некоторые особенности размещения и формирования нефтяных и газовых залежей в Западной Сибири и на других эпигерцинских плитах СССР // Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности: Тр. / ЗапСибНИГНИ. – М.: Недра, 1967. – Вып. 3. – С. 46–53.*
11. *Седиментогенез и геохимия нижне-среднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири / В.С. Сурков, О.В. Серебренникова, А.М. Казаков и др. – Новосибирск: Наука. Сибирская издат. фирма РАН, 1999. – 213 с.*
12. *Условия формирования и методы поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Под ред. д-ра геол.-минер. наук Ф.Г. Гурари. – М.: Недра, 1988. – 199 с.*
13. *Фомин А.Н. Катагенез и перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих мезозойских и палеозойских толщ Западно-Сибирской плиты // Сб. докл. на Китайско-русском симпозиуме по нефтегазоносности палеозоя и протерозоя. – Китайская нефтяная корпорация, 1995. – С. 137–157.*