

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2018

УДК 550.4:552.578.2:551.762.22(571.1)

Казаненков В.А., Фурсенко Е.А.Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru, FursenkoEA@ipgg.sbras.ru**Шапорина М.Н.**Акционерное общество «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (АО «СНИИГГиМС»), Новосибирск, Россия, Shaporina@sniiggims.ru

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ ИЗ ЗАЛЕЖЕЙ ТЮМЕНСКОЙ И МАЛЫШЕВСКОЙ СВИТ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

В связи с возрастающим в последнее время интересом недропользователей к перспективам нефтегазоносности средней юры, на современном информационном уровне детально рассмотрены закономерности изменения качественных свойств углеводородных флюидов (плотность, вязкость, газовый фактор, содержание: серы, парафинов, смол и асфальтенов) из залежей и нефтегазопроявлений пластов Ю₂-Ю₄ тюменской и малышевской свит (Западная Сибирь). Представлены результаты сравнительного анализа базовых физико-химических характеристик углеводородных флюидов. Построены карты изменения физико-химических свойств нефтей и конденсатов в пределах всей площади нефтегазоносности батского резервуара на территории Западной Сибири.

***Ключевые слова:** бат, пласты Ю₂-Ю₄, тюменская и малышевская свиты, физико-химические свойства, нефть, конденсат, Западная Сибирь.*

Анализ региональных закономерностей изменения физико-химических характеристик углеводородных (УВ) флюидов Западной Сибири и их фазового состояния в залежах проводился, начиная с первой половины 60-х гг. прошлого века, многими научными коллективами ([Гурари и др., 1964, 1965, 1967; Запивалов, Шпильман, 1964; Конторович и др., 1964, 1967, 1971, 1975; Рыльков, 1969; Гончаров, 1987; Рудкевич и др., 1988; Скоробогатов и др., 2003; Гурари и др., 2005; Гончаров и др., 2010, 2011; Борисова и др., 2011; Курчиков и др., 2012; Бородкин и др., 2005, 2016; Kontorovich et al., 2001] и др.).

В опубликованных исследованиях предлагаются схемы пространственного изменения основных физико-химических свойств нефтей и конденсатов для мезозойских нефтегазоносных комплексов как по отдельным крупным регионам, так и в контуре Западно-Сибирского бассейна в целом. Из-за малой выборки данных особенности изменения свойств УВ флюидов из залежей нижней и средней юры рассматриваются для этого нефтегазоносного комплекса в целом. Последние такие схемы (без арктических районов) приводятся в работе И.В. Гончарова (1987). Позднее региональные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей нижнесреднеюрского комплекса рассматривались Л.С. Борисовой и Е.А.

Фурсенко [Борисова, Фурсенко, 2005], однако соответствующие схемы не публиковались.

За последние 30 лет, вследствие открытия новых залежей нефти на более чем 225 месторождениях и газоконденсата на 25 месторождениях, существенно увеличился объем фактической информации по нефтегазоносности верхней части нижнесреднеюрского нефтегазоносного комплекса, включающего пласты Ю₂–Ю₄ (малышевская и тюменская свиты, J_{2bt}). По состоянию на начало 2017 г. на территории Западной Сибири в пластах бата открыто порядка 750 залежей УВ флюидов на 319 месторождениях [Казаненков, 2016]. В связи с возрастающим в последнее время интересом недропользователей к перспективам нефтегазоносности средней юры, представляется актуальным на современном информационном уровне детально рассмотреть закономерности изменения качественных свойств УВ флюидов (плотность, вязкость, газовый фактор, содержание: серы, парафинов, смол и асфальтенов) в пределах всей площади нефтегазоносности батского резервуара, которая является самой большой на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Такого рода обобщения весьма полезны для осуществления прогноза физико-химических свойств УВ флюидов в слабо исследованных районах. Ранее такие построения для пластов Ю₂–Ю₄ для центральной части Западной Сибири выполнялись А.Э. Конторовичем с соавторами [Конторович и др., 1971], а по северным районам - А.Р. Курчиковым, В.Н. Бородкиным с коллегами [Курчиков и др., 2012; Бородкин и др., 2016].

Объектами исследования являются нефти и конденсаты из залежей и нефтегазопроявлений пластов Ю₂–Ю₄ тюменской и малышевской свит. Проведен сравнительный анализ базовых физико-химических характеристик УВ флюидов: плотность, вязкость, групповой состав, содержание серы и парафинов. Для установления региональных закономерностей изменения физико-химических свойств построены схематические карты их распределения на территории распространения отложений бата. Для обобщения привлечены соответствующая база данных результатов аналитического изучения нефтей и конденсатов ИНГГ СО РАН, а также фактический материал из опубликованных исследований ([Конторович и др., 1967, 1971, 1975; Рыльков, 1969; Гончаров, 1987; Рудкевич и др., 1988; Скоробогатов, Строганов, Копеев, 2003; Гурари и др., 2005; Гончаров и др., 2010, 2011; Атлас месторождений..., 2013] и др.) и из фондовых материалов ИНГГ СО РАН (табл. 1).

При сравнительном анализе физико-химических свойств нефтей и конденсатов использована классификация, утвержденная распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 [Методические рекомендации..., 2016]. Выбор этой классификации из множества предлагаемых на сегодняшний день обусловлен тем, что в ней учитываются и оцениваются физико-химические характеристики УВ флюидов, которые используются при планировании поиска и разработки залежей УВ сырья.

Таблица 1

Представительность выборки нефтей и конденсатов

Физико-химические свойства	Количество определений
Плотность, г/см ³	477
Вязкость, мПа·с	247
Групповой состав (УВ (насыщенные и ароматические*), смолы, асфальтены), % на мас. нефть/ конденсат	321 (53*)
Содержание смол и асфальтенов (в сумме), % мас. на нефть/ конденсат	321
Содержание серы, % на мас. нефть/ конденсат	365
Содержание парафинов, % мас. на нефть/ конденсат	330
Газовый фактор, м ³ / т	430

* результаты анализа методом жидкостной хроматографии с предварительным осаждением асфальтенов, последующим выделением насыщенных УВ, ароматических УВ и смол (ИНГГ СО РАН).

Прежде чем перейти к анализу физико-химических свойств, представляется целесообразным остановиться на краткой характеристике зональности фазового состояния УВ флюидов в залежах пластов Ю₂–Ю₄ Западно-Сибирского НГБ. Более подробно закономерности изменения фазового состава залежей пластов Ю₂–Ю₄ охарактеризованы в опубликованных работах [Курчиков и др., 2012; Бородкин и др., 2016; Казаненков, 2017].

Итак, для батского резервуара, как и для региональных нефтегазоносных комплексов юры и мела в целом, отчетливо выражен региональный тренд смены фазового состояния УВ флюидов в залежах по направлению от южных (преимущественно нефтеносных) районов к северным (преимущественно с залежами газоконденсатов). Во внутренних районах Западной Сибири смена залежей нефти залежами со смешанным фазовым составом происходит по условной границе, которая намечается южнее Ярудейского и Северо-Комсомольского месторождений, и восточнее к северу от Северо-Таркосейского месторождения, примерно, до меридиана 79° в.д. Далее она меняет направление на южное и, восточнее Северо-Няртольского, Бахиловского и Верхнеколикъеганского месторождений, прерывается на границе бесперспективных территорий [Казаненков, 2017]. К северу от этой границы, в полосе шириной 200–250 км, в пластах Ю₂–Ю₄ выявлены преимущественно нефтегазоконденсатные и в небольшом количестве газоконденсатные, нефтяные и газонефтяные залежи. Эта область рассматривается как «переходная» - к северу от нее в отложениях бата аккумулярованы преимущественно газоконденсатные залежи.

В соответствии с выделенными областями распределяется *газонасыщенность* нефтей (рис. 1).

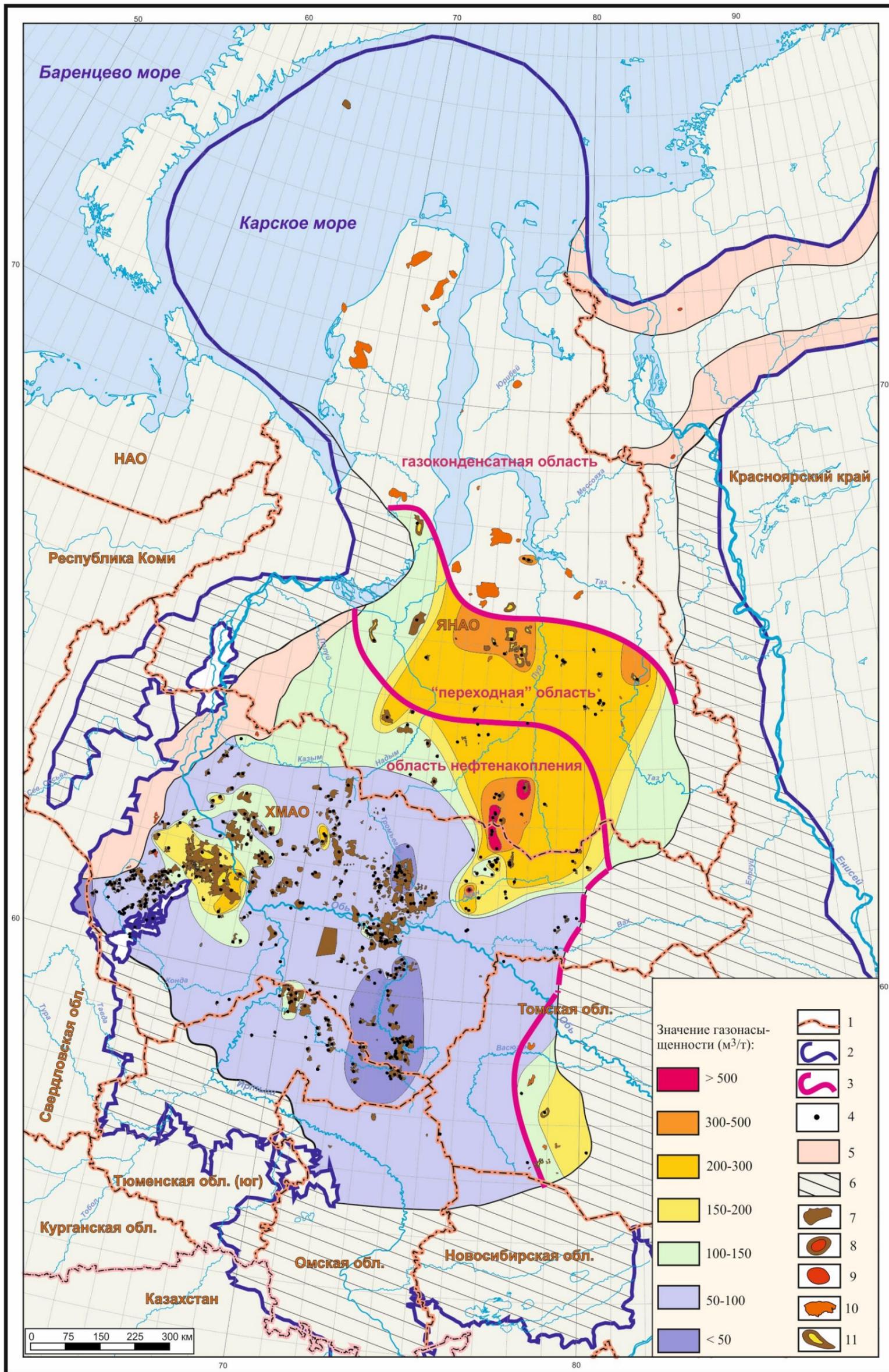


Рис. 1. Газонасыщенность нефтей из залежей в пластах Ю₂-Ю₄ Западной Сибири

1) административные границы; 2) граница распространения проницаемого комплекса бата (пласт Ю₂); 3) границы «переходной» зоны с различным фазовым состоянием залежей УВ; 4) скважины с определениями газонасыщенности нефтей; 5) зоны перспективные на газ; 6) бесперспективные территории; залежи: 7) нефтяные; 8) газонефтяные; 9) газовые; 10) газоконденсатные; 11) нефтегазоконденсатные.

Для центральных и южных районов области преимущественного нефтенакпления газовый фактор нефтей варьирует от 50 до 100 м³/т. На фоне этих значений в северо-восточной части Верхнедемьянского мегавала и прилегающей территории Юганской мегавпадины нефти из залежей пластов Ю₂-Ю₄ выделяются незначительной газонасыщенностью (< 50 м³/т). Самые низкие содержания растворенного газа характерны для нефтей Бинштоковского, Западно-Полуньяхского и Силамарского месторождений (≈ 10 м³/т). Вторая зона с низким газовым фактором нефтей локализуется на северо-востоке Сургутского свода, где этот параметр с узким диапазоном значений – 30-36 м³/т. На западе выделенной области нефтенакпления в районе Красноленинского свода расположена зона, нефти которой по сравнению с фоновыми значениями имеют повышенную газонасыщенность (> 100 м³/т). Газовый фактор нефтей выше 200 м³/т установлен на востоке этой зоны в залежах пласта Ю₂ Каменного, Восточно-Каменного и Северо-Молодежного месторождений.

На севере, северо-востоке и востоке области нефтенакпления еще более высокой газонасыщенностью характеризуются нефти в залежах зоны, которая в виде полосы выделяется вдоль границы с «переходной» областью. Максимальные значения газового фактора в этой зоне определены для нефтей Вынгапуровского месторождения, где они изменяются от 828 до 873 м³/т, и расположенного северо-восточнее Еты-Пуровского месторождения – 553 м³/т. Это самая большая газонасыщенность нефтей в залежах тюменской свиты.

На территории «переходной» области газовый фактор нефтей в залежах пластов Ю₂-Ю₄ изменяется преимущественно от 200 до 300 м³/т. Повышенное относительно этих значений газосодержание отмечается на Восточно-Медвежьем (409,9 м³/т), Уренгойском (339,8 м³/т) и Черничном (310,2 м³/т) месторождениях. В западной части «переходной» области нефти характеризуются относительно пониженным содержанием газа (Новопортовское – 110 м³/т, Ярудейское – 122 м³/т, Лензитское – 118 м³/т месторождения).

Физико-химические свойства нефтей и конденсатов

Базовой физико-химической характеристикой жидких УВ флюидов является их *плотность*. В общем случае плотность нефтей и конденсатов батского резервуара изменяется в широком диапазоне: от очень низких значений (< 0,800 г/см³), обычно характерных для конденсатов; до значений выше 0,870 г/см³, что позволяет классифицировать такие нефти как тяжелые и битуминозные (рис. 2) [Методические рекомендации..., 2016]. Плотности нефтей в среднем составляют 0,847 кг/м³ и изменяются от конденсатных (< 0,800 г/см³) до 0,904 кг/м³.

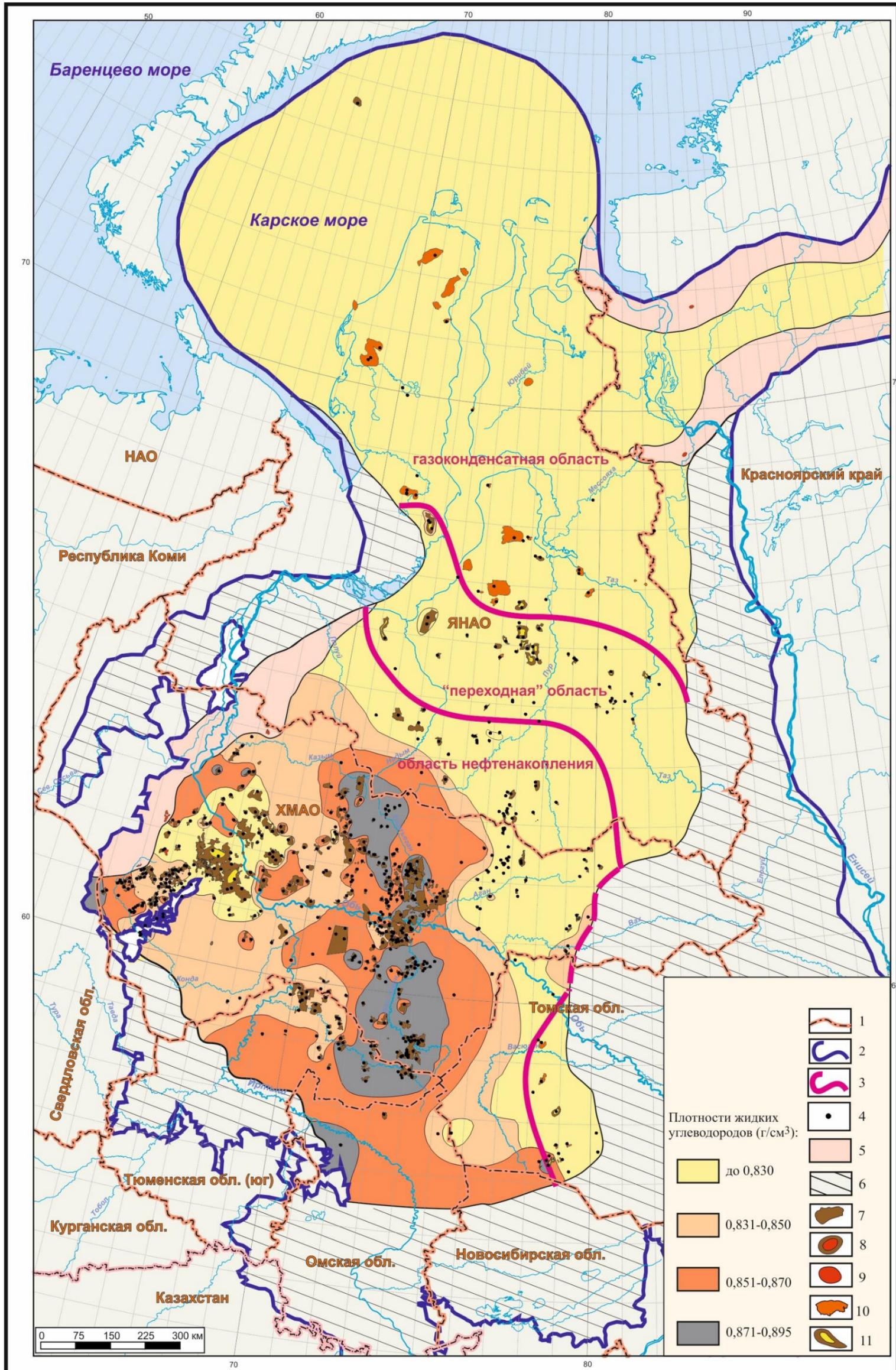


Рис. 2. Карта изменения плотности нефтей и конденсатов из залежей в пластах Ю₂–Ю₄ Западной Сибири

1) административные границы; 2) граница распространения проницаемого комплекса бата (пласт Ю₂); 3) границы «переходной» зоны с различным фазовым состоянием залежей УВ; 4) скважины с определениями плотности нефтей; 5) зоны перспективные на газ; 6) бесперспективные территории; залежи: 7) нефтяные; 8) газонефтяные; 9) газовые; 10) газоконденсатные; 11) нефтегазоконденсатные.

Диапазон изменения плотности конденсатов значительно уже (0,712–0,818 кг/м³), а среднее значение для этого параметра равно 0,784 кг/м³. Наблюдается закономерное уменьшение плотности нефтей при переходе от области нефтенакопления (среднее – 0,849 кг/м³) к газоконденсатной (среднее – 0,823 кг/м³). Отмечается зависимость плотности УВ флюидов от современных пластовых температур пород в кровле отложений бата, подробный анализ которых приводится А.Р. Курчиковым с соавторами [Курчиков и др., 2017].

Плотность нефтей и конденсатов хорошо коррелирует с их **вязкостью** (величина достоверной аппроксимации $R^2 - 0,31$). Измеренные значения динамической вязкости в пластовых условиях не так контрастны, как плотность. Согласно принятой классификации [Методические рекомендации..., 2016], большинство нефтей из пластов Ю₂-Ю₄ относится к типу нефтей незначительной вязкости – < 5 мПа·с (0,09 - 4,9 мПа·с). Чуть выше этих значений - вязкость нефтей из нефтегазоконденсатных залежей Уренгойского месторождения (5,81–6,45 мПа·с) и нефтяных залежей Пайсятского (12,3 мПа·с), Бобровского (7,05 мПа·с), Иусского (8,61 мПа·с) и Северо-Комариного (8,94 мПа·с) месторождений, которые следует классифицировать как маловязкие. В рассмотренной выборке к типу высоковязких относится единственная нефть Восточно-Янлотского месторождения (68,6 мПа·с).

Известно, что плотность и вязкость УВ флюидов зависит от их химического состава, в том числе от соотношения между УВ и гетероциклическими (смолы и асфальтены) компонентами (**групповой состав**). Чем больше в нефтях и конденсатах высокомолекулярных гетероциклических структур, тем выше их плотность (рис. 3а). Зависимость плотности от суммарного содержания УВ ниже, так как в эту группу входят низко- и высокомолекулярные соединения (величина достоверной аппроксимации $R^2 - 0,59$).

Подробнее об особенностях группового состава УВ флюидов. В среднем по выборке содержание УВ составляет 92,73% мас. на пробу при разбросе от 78,40 до 100%. В конденсатах - содержания УВ закономерно выше (среднее 98,08%; разброс – 90,80–100%) по сравнению с нефтями (среднее 92,12%; разброс – 78,40–99,66%). В большинстве проб, в которых определен групповой состав УВ (8 конденсатов и 45 нефтей), насыщенные структуры (среднее 56,78%; разброс – 30,80–84,36%) преобладают над ароматическими (среднее 29,51%; разброс – 12,36–51,60%). Более чем в половине проб (все конденсаты и 16 нефтей) содержание насыщенных УВ больше в 2 раза по сравнению с ароматическими. Залежи этих нефтей и конденсатов тяготеют к области газоконденсатообразования. В единичных нефтях центральной части области нефтенакопления концентрация ароматических компонентов чуть выше насыщенных.

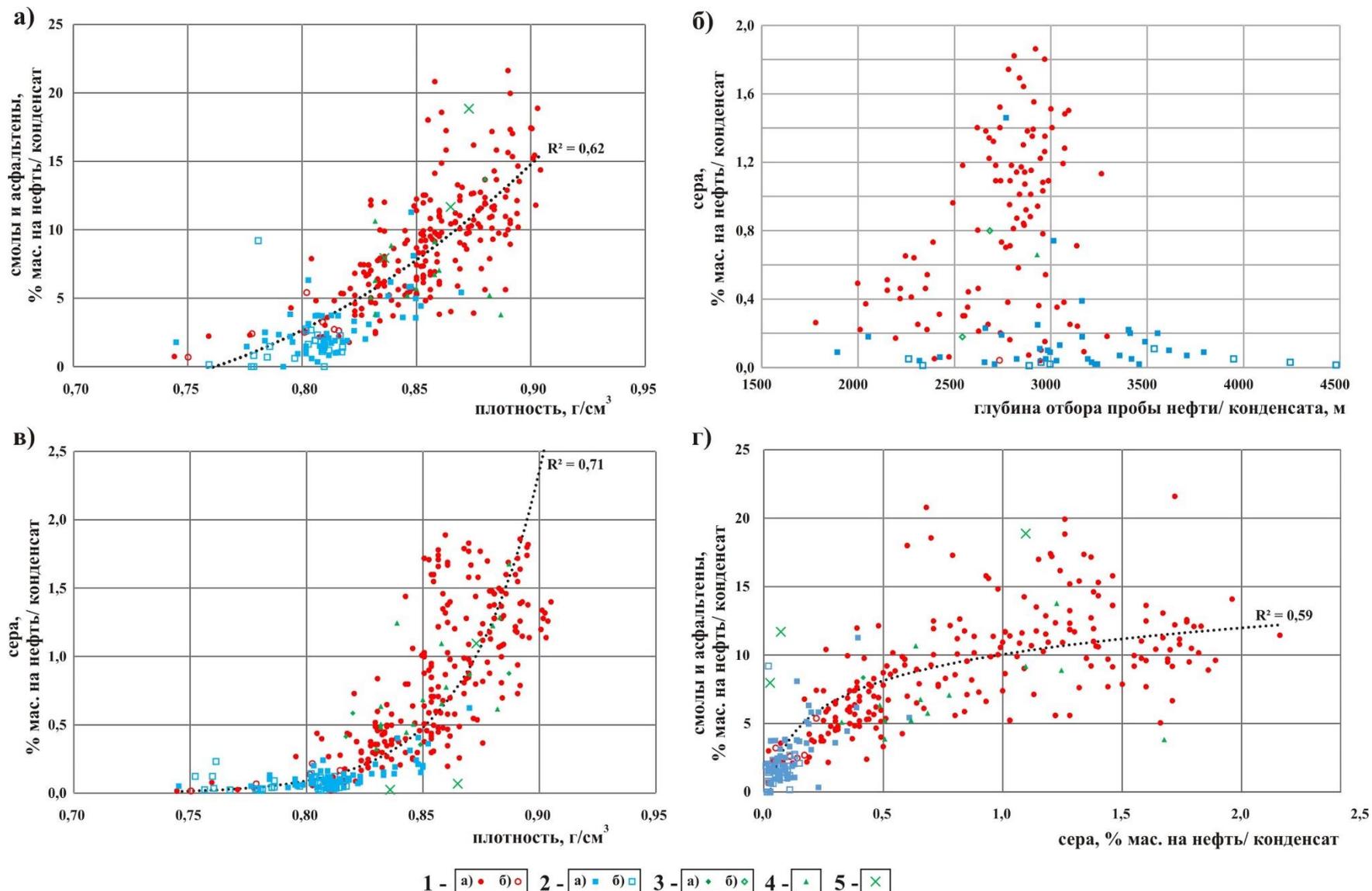


Рис. 3. Соотношения между базовыми физико-химическими свойствами нефтей и конденсатов из залежей в пластах Ю₂-Ю₄ Западной Сибири
 1) нефть, Ханты-Мансийский автономный округ; 2) конденсат, Ханты-Мансийский автономный округ; 3) нефть, Ямало-Ненецкий автономный округ; 4) конденсат, Ямало-Ненецкий автономный округ; 5) нефть, Томская область; б) конденсаты, Томская область; 7) нефть, Тюменская область.

Содержания *смола и асфальтенов* в исследованных УВ флюидах значительно ниже по сравнению с УВ (среднее 7,32%; разброс – 0,15–21,60%), при этом в конденсатах смол и асфальтенов закономерно меньше (среднее 2,12%; разброс – 0,15–5,39%), чем в нефтях (среднее 7,87%; разброс – 0,34–21,60%). Большинство исследованных нефтей и конденсатов относятся к типу малосмолистых (35% от выборки; суммарное содержание смол и асфальтенов < 5% мас.) и смолистых (58% от выборки; суммарное содержание смол и асфальтенов – 5-15% мас.), и только 7% от выборки нефтей являются высокосмолистыми [Методические рекомендации..., 2016]. Последние обнаруживаются, главным образом, в залежах Широкого Приобья.

Еще одной базовой классификационной характеристикой УВ флюидов является **содержание серы**, которое для проанализированной выборки в среднем составляет 0,63% мас. при разбросе от 0,01 до 2,16%. Согласно принятой типизации [Методические рекомендации..., 2016], более половины проанализированных нефтей и конденсатов являются мало- (54% выборки; $S < 0,5\%$ мас.) и среднесернистыми (18% выборки; $S - 0,5-1,0\%$ мас.). 28% нефтей из залежей Сургутского свода, Юганской мегавпадины и северо-восточной части Верхнедьяновского мегавала, относятся к сернистым ($S - 1,0-3,0\%$ мас.). Сопоставление содержания серы с глубиной отбора проб не показало значимой зависимости между ними (величина достоверной аппроксимации R^2 составляет 0,13) (рис. 3б). В целом по выборке, сернистые нефти характерны для залежей в отложениях бата на глубинах 2500-3200 м, а мало- и среднесернистые нефти и конденсаты распространены на меньших или больших глубинах. Это согласуется с глубинной зональностью распределения серы и сернистых соединений в УВ флюидах [Большаков, 1986]. Закономерно и то, что концентрация серы в анализируемых нефтях и конденсатах хорошо коррелирует с их плотностью (рис. 3в) и содержанием смол и асфальтенов (рис. 3г), поскольку сернистые соединения и их фрагменты, как правило, концентрируются в тяжелых дистиллятных фракциях.

В общем случае сернистые соединения нефтей и конденсатов наследуются от нефтематеринского органического вещества (ОВ), причем восстановленное морское ОВ и генетически связанные с ним УВ флюиды обогащены серой в большей степени по сравнению с ОВ, захороненным в субокислительных прибрежно-морских и/или континентальных обстановках. Обогащенность серой нефтей батского резервуара центральных районов Западной Сибири по сравнению с окружающими территориями в общем не согласуется с современными представлениями и генетической типизацией нефтематеринского ОВ нижнесреднеюрских толщ. Согласно палеогеографическим реконструкциям и геохимической информации [Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Гулари и др., 2005; Конторович и др., 2013], на севере и в арктических районах бассейна тетрагенно-аквагенное и аквагенное

восстановленное ОВ в ниже-среднеюрских отложениях более распространено по сравнению с центральными и южными районами. Вместе с тем, можно предположить унаследованность повышенного содержания серы нефтями из залежей Сургутского свода, Юганской мегавпадины и северо-восточной части Верхнедемьянского мегавала от аквагенного нефтематеринского ОВ вышележащей баженовской свиты. Однако, допуская «нисходящую миграцию» при благоприятной флюидодинамической обстановке в зонах аккумуляции на момент формирования залежей, необходимо учитывать пути миграции УВ через глинистую толщу нижневасюганской подсвиты, которая служит региональным флюидоупором для залежей в пласте Ю₂. При этом УВ должны заполнить все встречающиеся ловушки в коллекторах оксфорда. Такому предположению противоречит пример группы Тайлаковских месторождений, где пласт Ю₁ водоносен. В данном случае не исключена миграция морских «баженовских» нефтей в ловушки батского резервуара в условиях, когда очаг(и) генерации располагался гипсометрически ниже по сравнению с зоной аккумуляции.

Дискуссионный вопрос по оценке наиболее вероятного источника сернистых нефтей в пластах Ю₂-Ю₄ требует специального рассмотрения, выходящего за пределы представленного обобщения. Решение этого вопроса должно базироваться на сопоставлении результатов геохимии нефтей и ОВ пород, а также выявленных закономерностей пространственного размещения самих залежей в тюменской свите.

В целом, на региональном уровне наблюдаемое для батского резервуара глубинное и территориальное распределение УВ флюидов с разным содержанием серы контролируется катагенетическими и миграционными (главным образом, фазово-ретроградными) факторами. Это подтверждается региональными закономерностями изменения катагенеза ОВ [Фомин, 2011] и современных пластовых температур [Курчиков и др., 2017], а также зональностью фазового состояния УВ флюидов в залежах пластов Ю₂-Ю₄ Западной Сибири [Казаненков, 2017].

Исследованные УВ флюиды из залежей пластов Ю₂-Ю₄ характеризуются повышенными содержаниями *твердых парафинов* (среднее – 4,36% мас.; разброс – 0,01–21,62%), причем средние значения этого показателя для нефтей и конденсатов близки (4,29 и 4,90%, соответственно). Основная масса проб относится к парафинистому (80% выборки; парафины – 1,51-6,0% мас.) и высокопарафинистому (16 % выборки; парафины > 6,0% мас.) типам. И лишь единичные пробы (4 % выборки) являются малопарафинистыми (парафины < 1,5% мас.). Зависимости плотности и вязкости УВ флюидов от содержания в них твердых парафинов не установлено (величины достоверной аппроксимации R² - 0,06 и 0,01, соответственно).

Региональные закономерности изменения физико-химических свойств углеводородных флюидов батского резервуара Западной Сибири

Для залежей пластов Ю₂-Ю₄ в области преимущественного нефтенакпления наблюдается отчетливая концентрическая зональность в распределении базовых физико-химических свойств нефтей и конденсатов (см. рис. 2, 4, 5, 6).

В центральной части этой области выделяется обширная зона, которая в виде разобщенных участков прослеживается в меридиональном направлении от северных районов Верхнедемьянского мегавала через восточные районы Юганской мегавпадины, восточную и северо-западную части Сургутского свода до центральных районов Южно-Надымской мегамоноклизы. В пластах Ю₂-Ю₄ этой зоны аккумулярованы тяжелые – (0,871-0,895 г/см³), среднесернистые (0,55-1,00%) до сернистых (1,04-2,16%), смолистые (5,28-14,62%) до высокосмолистых (15,32-21,60%), парафинистые (1,70-5,53%) нефти. На юге зоны выделяется несколько месторождений, на которых залежи в пласте Ю₂ содержат средние по плотности нефти (месторождения: Полуньяхское - 0,854 г/см³, Ай-Куруское - 0,869 г/см³, Восточно-Токайское - 0,859 г/см³, Встречное - 0,854 г/см³). По значениям других физико-химических параметров они близки к тяжелым нефтям окружающих залежей (см. рис. 4, 5, 6).

К настоящему времени тяжелые нефти выявлены также в ряде залежей, которые расположены на периферии территории нефтегазоносности батского резервуара. На западе, в Приуральской НГО, к ним относятся Бобровское, Остапенковское и Иусское месторождения; на юге, в Каймысовской НГО, - Прирахтовское и на юго-востоке, в Васюганской НГО, - Кулгинское и Нижнетабаганское месторождения. Среди перечисленных месторождений наиболее сернистая (1,10%), смолистая (18,90%) и, одновременно, парафинистая (1,51%) нефть получена на Прирахтовском месторождении. Нефти остальных месторождений характеризуются низкими и средними концентрациями серы (0,37–0,88%) и смолисто-асфальтеновых веществ (3,89–12,65%), средним и высоким содержанием парафинов (1,59–8,60%).

Зона распространения тяжелых нефтей окаймляется зоной с залежами нефтей средней плотности – 0,852-0,870 г/см³. Содержание в них серы варьирует от 0,08 до 1,96%, смолисто-асфальтеновых веществ - от 5,10 до 15,00%, парафинов - от 1,3 до 4,5%. Наиболее низкие концентрации серы в нефтях этой зоны установлены в южной части Тайтымского (0,075%), в западной части Салымского (0,2%) и на северо-западе Северо-Мытаяхинского (0,44%), на Юильском (0,4%) и Западно-Юильском (0,3%) месторождениях. Относительно пониженным содержанием парафинов характеризуются нефти Малобалыкского (1,47%) и Атайского (1,30%) месторождений. На юге зона средних по плотности нефтей граничит с бесперспективными землями.

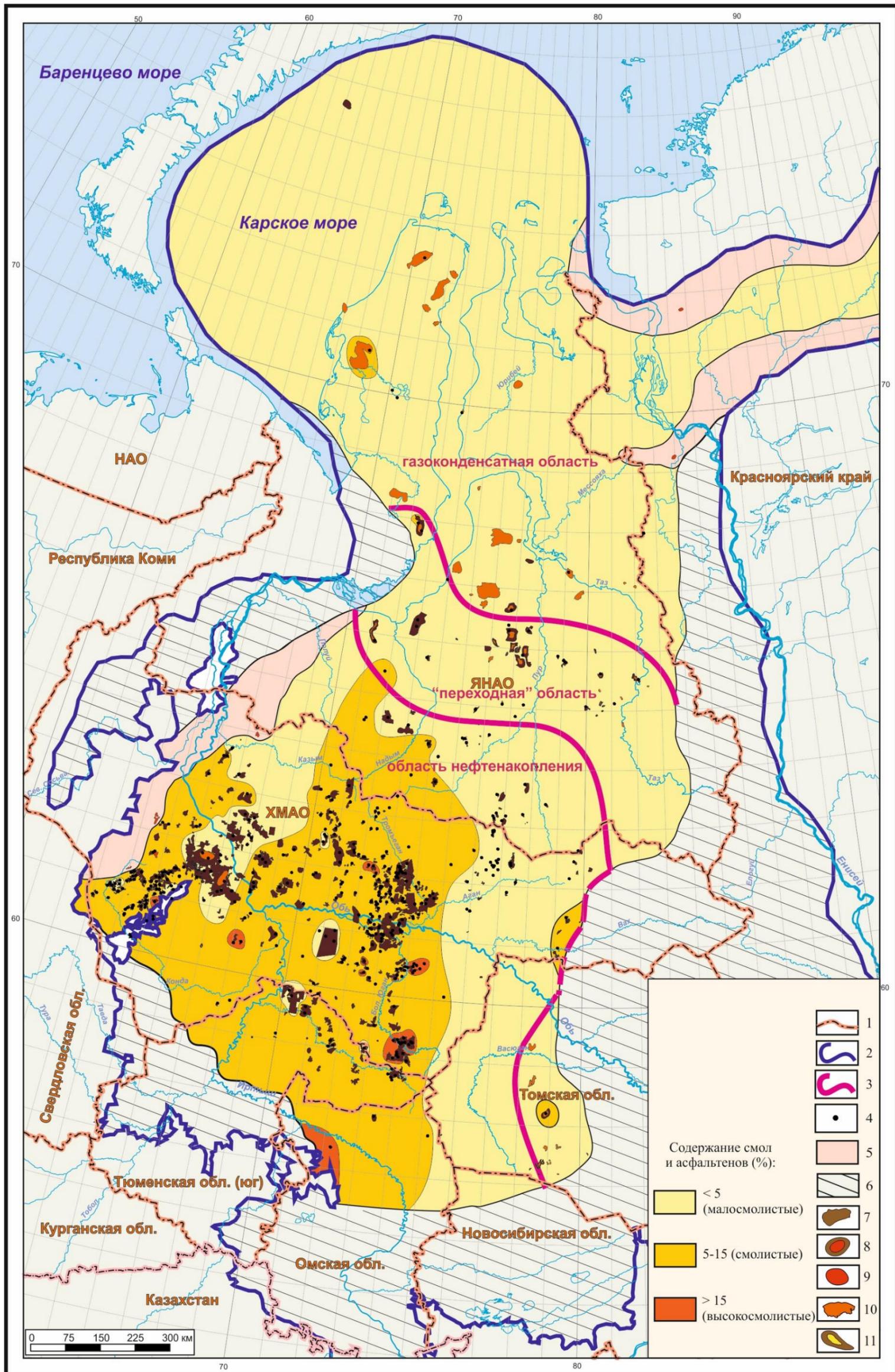


Рис. 4. Карта изменения содержания смол и асфальтенов в нефтях и конденсатах из залежей в пластах Ю₂-Ю₄ Западной Сибири
 1) административные границы; 2) граница распространения проницаемого комплекса бата (пласт Ю₂); 3) границы «переходной» зоны с различным фазовым состоянием залежей УВ; 4) скважины с определениями содержания смол и асфальтенов; 5) зоны перспективные на газ; 6) бесперспективные территории; залежи: 7) нефтяные; 8) газонефтяные; 9) газовые; 10) газоконденсатные; 11) нефтегазоконденсатные.

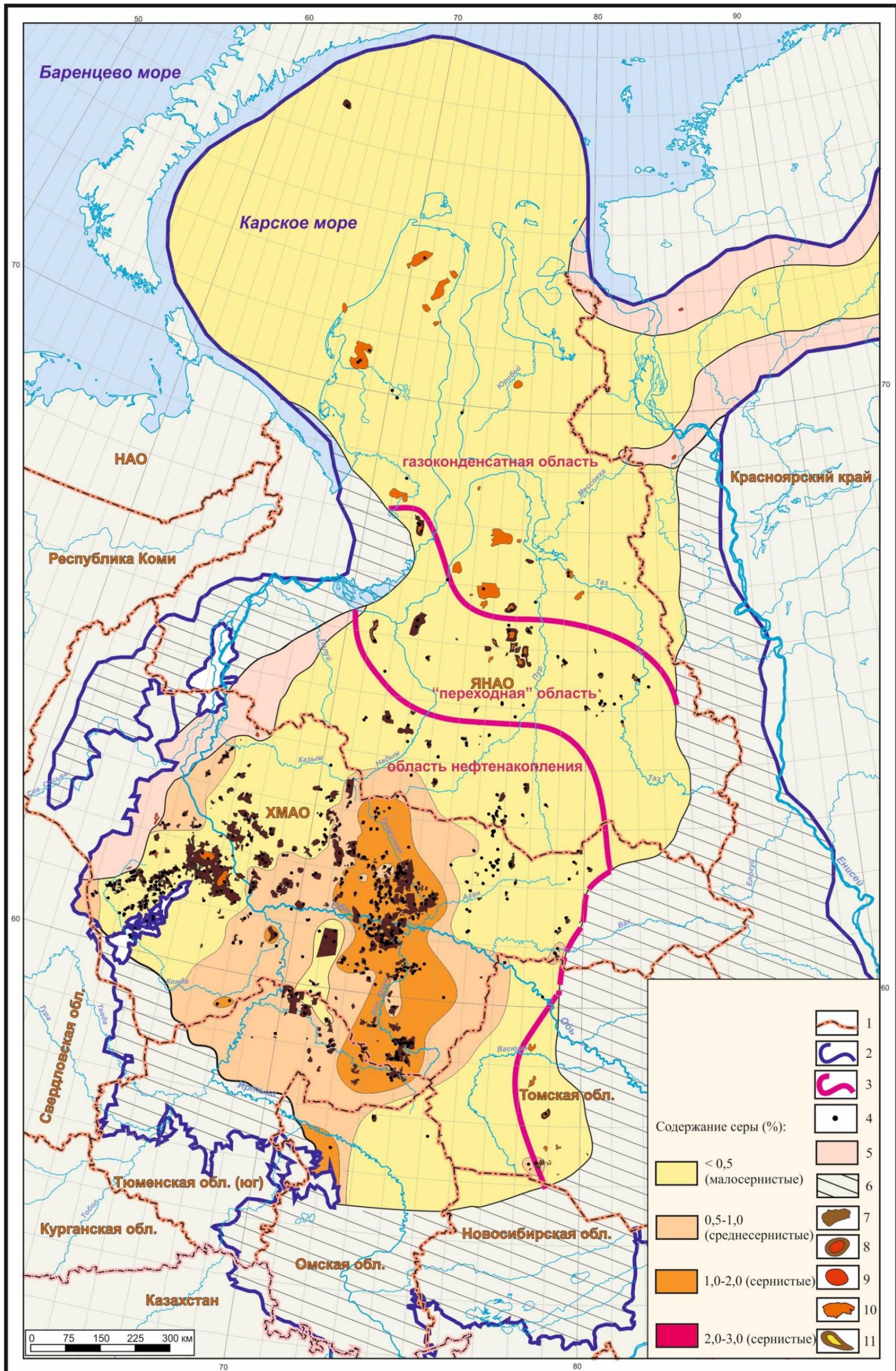


Рис. 5. Карта изменения содержания серы в нефтях и конденсатах из залежей в пластах Ю₂-Ю₄ Западной Сибири

1) административные границы; 2) граница распространения проницаемого комплекса бата (пласт Ю₂); 3) границы «переходной» зоны с различным фазовым состоянием залежей УВ; 4) скважины с определениями содержания серы; 5) зоны перспективные на газ; 6) бесперспективные территории; залежи: 7) нефтяные; 8) газонефтяные; 9) газовые; 10) газоконденсатные; 11) нефтегазоконденсатные.

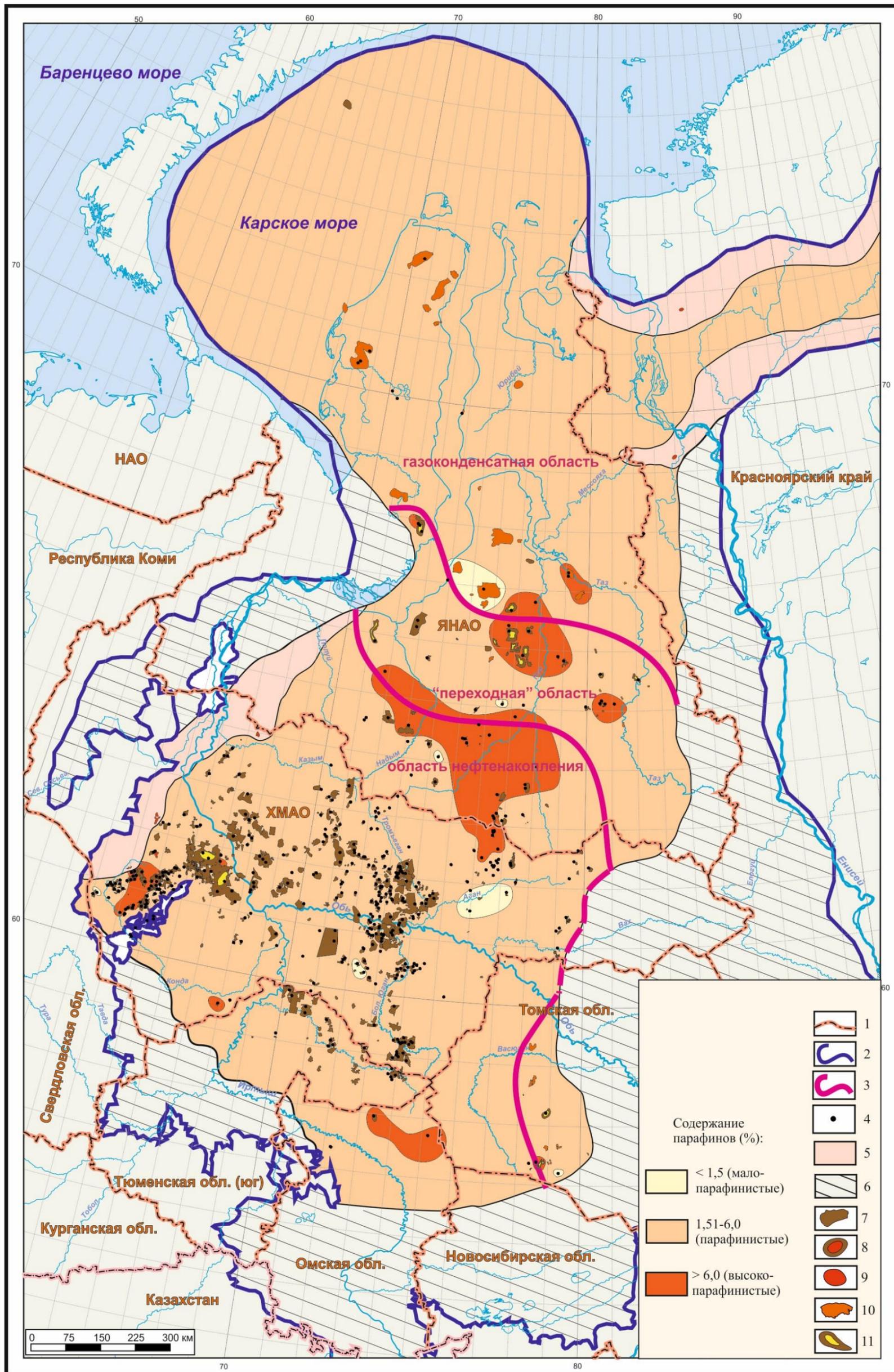


Рис. 6. Карта изменения содержания парафинов в нефтях и конденсатах из залежей в пластах Ю₂-Ю₄ Западной Сибири
 1) административные границы; 2) граница распространения проницаемого комплекса бата (пласт Ю₂); 3) границы «переходной» зоны с различным фазовым состоянием залежей УВ; 4) скважины с определениями содержания парафинов; 5) зоны перспективные на газ; 6) бесперспективные территории; залежи: 7) нефтяные; 8) газонефтяные; 9) газовые; 10) газоконденсатные; 11) нефтегазоконденсатные.

С запада, севера и востока область распространения средних по плотности нефтей оконтуривается зоной, в границах которой сформировались залежи легких нефтей – 0,831–0,850 г/см³. Нефти характеризуются низкими и средним содержанием смол и асфальтенов (2,44–6,58) и, соответственно, серы (0,03–1,72), средними концентрациями парафинов (1,7–5,93%). Sporadicheski в пределах этой зоны наблюдаются участки с залежами средних по плотности нефтей. Наиболее значительный по размерам такой участок, расположенный к востоку от Красноленинского свода, включает залежи Средненазымского, Галяновского Емангальского, Сыньеганского, Западно-Нялинского и других месторождений. Кроме того, средние по плотности нефти установлены в залежах пластов группы Т к западу от Шаимского мегавала (Узбекское, Славинское, Среднекондинское, Тальниковое и др. месторождения) и в залежах пластов Ю₂₋₃ северо-западнее Красноленинского свода (Овальное, Сергинское, Южно-Лыхминское месторождения).

В западной части области нефтенакопления расположена локальная зона, в контуре которой залежи в отложениях бата содержат особо легкие нефти, с плотностью 0,801–0,830 г/см³. Территориально она расположена в пределах Красноленинского свода и северной части Шаимского мегавала. Содержание серы в этих нефтях изменяется от 0,05 до 0,82%, парафинов - от 2,5 до 10,5%, смолисто-асфальтеновых веществ - от 2,5 до 12,15%.

На севере, северо-востоке и востоке области нефтенакопления, вдоль границы с «переходной» областью, в виде полосы выделяется зона с залежами, содержащими особо легкие нефти, плотность которой варьирует в диапазоне 0,744–0,830 г/см³. Количество серы в этих нефтях не превышает 1% (0,02–0,73%), а смол и асфальтенов - 5% (0,67–4,80%). Содержание парафинов изменяется в широком диапазоне: от 0,68 до 20,48%. Следует отметить, что максимально парафинистые нефти аккумулярованы в залежах, которые расположены в центральной части этой зоны: Вынгапуровское (6,44–8,26%), Новогоднее (6,24–8,53%), Еты-Пуровское (6,23–7,55%), Верхнепурпейское (6,73%), Известинское месторождения (6,72%).

Нефти в залежах пластов Ю₂–Ю₄ «переходной» области по плотности классифицируются, как особо легкие – от 0,770 (Южно-Хадырьяхинское месторождение) до 0,822 г/см³ (Кынское месторождение), малосмолистые – от 0,34% (Западно-Медвежье месторождение) до 2,4% (Верхнечасельское месторождение). Во всех нефтях этой области сера содержится в низких до следовых концентрациях - от 0,01% (Уренгойское месторождение) до 0,23% (Западно-Медвежье месторождение). По содержанию твердых парафинов нефти относятся к парафинистым – 2,56–5,42% и высокопарафинистым 6,32–21,62%. Максимальное количество парафинов установлено в нефти залежи пласта Ю₄ Берегового месторождения (21,62%), а в залежи выше залегающего пласта Ю₂ этого же месторождения содержание

парафинов в нефти снижается до 9,15%.

В области газоконденсатонакопления плотность конденсатов в залежах верхнетюменской подсвиты и малышевской свиты изменяется от 0,713 до 0,814 г/см³ при среднем значении 0,782 г/см³. В целом конденсаты относятся к классу парафинистых (2,99–5,66%). Исключением являются конденсаты Тазовского месторождения, в которых содержание парафинов относительно повышено (6,01–7,62%). По содержанию серы и смолисто-асфальтовых веществ конденсаты - к малосернистым и малосмолистым (0-1,47%), часто безасфальтовым. Концентрация в них серы не превышает сотых долей процента. Для единичных нефтегазоконденсатных и нефтяных залежей в пласте Ю₂ этой области (Табьяхинская площадь Уренгойского месторождения и Оликуминское месторождение) характерны особо легкие (0,806–0,826 г/см³), малосернистые (0,07%), малосмолистые (1,91%) нефти. По содержанию твердых парафинов они относятся к парафинистым (6,6%).

Заключение

На основе систематизации и анализа значительного по объему фактического материала, накопившегося по итогам поисковых и разведочных работ за более чем 55-летний период, обобщена информация по физико-химическим свойствам нефтей и конденсатов из залежей УВ в пластах Ю₂–Ю₄ для территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Выполненные построения позволили с высокой степенью детальности уточнить представления о характере распределения жидких (и газообразных) УВ разного качества в узком стратиграфическом интервале средней юры, который соответствует малышевскому горизонту.

Сравнительный анализ базовых физико-химических свойств УВ флюидов (плотность, вязкость, содержание серы, парафинов, смол и асфальтенов) показал, что в пределах батского резервуара Западной Сибири закономерно изменяются такие характеристики, как плотность, содержание серы, концентрации смол и асфальтенов. Показано, что между плотностью нефтей и конденсатов, с одной стороны, и содержанием в них серы и смолисто-асфальтовых веществ, с другой, отмечается сильная положительная корреляционная связь, на что и ранее неоднократно обращалось внимание в многочисленных публикациях. В различных областях батского бассейна такие качественные показатели жидких УВ, как плотность, содержание в них серы, смол и асфальтенов, газонасыщенность меняются значительно. Меньшая контрастность проявлена в изменении вязкости нефтей и содержании в них парафинов.

Совместный анализ распределения современных температур в кровле малышевского горизонта, катагенетической преобразованности ОВ нижнесреднеюрских толщ, закономерностей пространственного изменения фазового состояния УВ флюидов и физико-

химических свойств нефтей и конденсатов из залежей в батских отложениях показал, что в зонах пониженных температур Широкого Приобья, юго-востока Ханты-Мансийского автономного округа и востока Тюменской области залежи в пластах Ю₂–Ю₄ содержат тяжелые, сернистые и высокосернистые, смолистые и высокосмолистые нефти. По мере повышения температур от центральных районов Широкого Приобья в северном направлении и в направлении Красноленинского свода четко прослеживается улучшение качественных характеристик УВ флюидов. Это выражается в уменьшении плотности, снижении количества серы, смолисто-асфальтеновых веществ и повышении газонасыщенности. Такие региональные закономерности изменения базовых физико-химических свойств нефтей и конденсатов вероятнее всего обусловлены однонаправленным влиянием катагенетических и миграционных (главным образом, фазово-ретроградные процессы) факторов. Выявленные региональные закономерности локализации залежей с различным фазовым состоянием и физико-химическими свойствами УВ флюидов позволяют достаточно уверенно прогнозировать качество нефтей и конденсатов в пластах Ю₂–Ю₄ на слабо изученных глубоким бурением территориях.

Литература

Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа-Югры / Ред. В.А. Волков, А.В. Шпильман. - Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2013. - Том 1 – 236 с., Том 2 – 308 с.

Большаков Г.Ф. Сераорганические соединения нефти. - Новосибирск: Наука, 1986. - 246 с.

Борисова Л.С., Косяков Д.В., Красавчиков В.О., Фурсенко Е.А. Региональные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей нижнего мела (берриасготерив) Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2011. - № 5. - С. 56 – 63.

Борисова Л.С., Фурсенко Е.А. Региональные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей из юрских отложений Западной Сибири // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала территорий Тюменской области: тезисы докладов научно-практической конференции (г. Тюмень, 21-22 сентября 2005 г.). - 2005. - С.40.

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В. Закономерности изменения физико-химических свойств флюидных систем юрско-меловых отложений Западной Сибири с учетом их фазовой зональности и палеотектонических критериев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. - № 6. - С. 14-31.

Бородкин В.Н., Хоробрых Д.Л., Бушуева Л.Ю. Закономерности изменения физико-химических свойств нефтей клиноформ ачимовской толщи севера Западной Сибири // Горные ведомости. – 2005. - № 8. - С. 34-43.

Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. - М.: Недра, 1987. - 181 с.

Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Кринин В.А., Волков В.А. Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири // Нефтяное хозяйство.

– 2010. - № 8. - С. 24-28.

Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Кринин В.А., Ошмарин Р.А. Природа нефтей района Ванкорского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2011. - № 3. - С. 12-17.

Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И., Еханин А.Е., Казаков А.М., Касаткина Г.В., Курушин Н.И., Мозучева Н.К., Сапьяник В.В., Серебренникова О.В., Смирнов Л.В., Смирнова Л.Г., Сурков В.С., Сысолова Г.Г., Шиганова О.В. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции. - Новосибирск: Наука, 2005. - 156 с.

Гурари Ф.Г., Запивалов Н.П., Конторович А.Э., Нестеров И.И., Ставицкий Б.П. Закономерности изменения состава мезозойских нефтей Западно-Сибирской низменности // Геология нефти и газа. - 1964. - № 12. - С. 23-27.

Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Нестеров И.И., Ставицкий Б.И. Изменение состава и прогноз качества мезозойских нефтей Западно-Сибирской низменности. - М.: Недра, 1965. - Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 1. - С. 162–166.

Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Фотиади Э.Э. Основные закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1967. – № 1. – С. 3-12.

Запивалов Н.П., Шпильман К.А. К геохимии нефтей Западно-Сибирской низменности // Вестник ЗСГУ и НТГУ. - Томск: Изд-во Томского ун-та, 1964. - № 2. – 67 с.

Казаненков В.А. Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналогов в Западной Сибири// Бурение и нефть. – 2016. - № 3. - С. 3-11.

Казаненков В.А. Фазовое состояние углеводородов в залежах отложений бата Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017: XIII Междунар. науч. конгресс; Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология: сб. материалов Междунар. науч. конференции (г. Новосибирск, 17–21 апреля 2017 г.). – CD-R.

Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Зимин Ю.Г., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Луговцов А.Д., Мельникова В.М., Парпарова Г.М., Рогозина Е.А., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Фомичев А.С. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. - Л.: Недра, 1967. - 223 с.

Конторович А.Э., Берман Е.Л., Богородская Л.И., Винокур Б.Г., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Мельникова В.М., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности. - М.: Недра, 1971. - Труды СНИИГГиМС. Вып. 36. - 251 с.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. - Т. 54. - № 8. - С. 972-1012.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М.: Недра, 1975. - 679 с.

Конторович А.Э., Стасова О.Ф. К геохимии нефтей Западно-Сибирской низменности// Геология и геофизика. – 1964. - № 2. - С. 13-24.

Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Попов Ю.Л., Кислухин В.И. Физико-химическая

характеристика флюидов юрских отложений, их фазовая зональность севера Западной Сибири // Нефть и газ. – 2012. - № 2 (92). - С. 14-22.

Курчиков А.Р., Казаненков В.А., Плавник А.Г., Шапорина М.Н. Температурный режим в залежах малышевского горизонта Западно-Сибирского бассейна // Известия высших учебных заведений // Нефть и газ. - 2017. - № 6. - С. 20-27.

Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждено распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 г, № 3-р. 32 с.

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук и др.; Редкол: гл. ред. А.Э. Конторович. – Новосибирск, 1994. – 201 с.

Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф., Корнев В.А., Максимов Е.М. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. - М.: Недра, 1988. – 303 с.

Рыльков А.В. Закономерности распространения и формирования типов нефтей в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности - М.: Недра, 1969. - Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 12. – 120 с.

Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. - 331 с.

Kontorovich A.E., Borisova L.S., Kosyakov D.V., Krasavchikov V.O., Lapin P.S., Novikova S.H., Strehletova E.P. Maps of distribution of physicochemical properties of oils in West Siberia/ Symposium of petroleum geology of Tarim Basin in China and Siberia platform in Russia. Beijing, China: Petroleum Industry Press, 2001. - P. 103-110.

Kazanenkov V.A., Fursenko E.A.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru, FursenkoEA@ipgg.sbras.ru

Shaporina M.N.

Siberian Scientific-Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Material (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia, Shaporina@sniiggims.ru

THE CHANGES OF PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES PATTERNS OF OIL AND CONDENSATE BELONGING TO TYUMEN AND MALYSHEV FORMATIONS (WESTERN SIBERIA PETROLEUM PROVINCE)

Due to the growing interest of subsoil users in recent years towards the prospects of the oil and gas potential of the Middle Jurassic, the regularities of the change in the properties of hydrocarbon fluids (density, viscosity, gas factor, sulfur, paraffins, tar and asphaltenes) from oil and gas Yu2-Yu4 reservoir units - Tyumen and Malyshev Formations.

The results of a comparative analysis of the basic physico-chemical characteristics of hydrocarbon fluids are presented. Variation maps in the physicochemical properties of oil and condensates have been constructed within the entire area of the oil and gas potential of the Bathonian reservoir on the Western Siberia territory.

Keywords: *Bathonian, Yu2-Yu4 reservoir units, Tyumen and Malyshev Formations, oil and condensate, physical and chemical properties, Western Siberia.*

References

Atlas mestorozhdeniy nefi i gaza Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga-Yugry [Atlas of oil and gas fields of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug-Yugra]. Editor V.A. Volkov, A.V. Shpil'man. Ekaterinburg: IzdatNaukaServis, 2013, vol. 1, 236 p, vol. 2, 308 p.

Bol'shakov G.F. *Seraorganicheskie soedineniya nefi* [Organosulfur compound oil]. Novosibirsk: Nauka, 1986, 246 p.

Borisova L.S., Fursenko E.A. *Regional'nye zakonomernosti izmeneniya fiziko-khimicheskikh svoystv neftey iz yurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Regional constancy of changes in the physico-chemical properties of oils from the Jurassic deposits of Western Siberia]. In: *Sostoyaniye, tendentsii i problemy razvitiya neftegazovogo potentsiala territoriy Tyumenskoy oblasti* [Modern trends in the oil and gas potential of the Tyumen region]: Abstracts of scientific-practical conference (Tyumen', 21-22 September, 2005), 2005, p. 40.

Borisova L.S., Kosyakov D.V., Krasavchikov V.O., Fursenko E.A. *Regional'nye zakonomernosti izmeneniya fiziko-khimicheskikh svoystv neftey nizhnego mela (berrias-goteriv) Zapadnoy Sibiri* [Regional consistency of changes in the physical and chemical properties of Lower Cretaceous (Berriasian-Hauterivian) oils of Western Siberia]. *Geologiya nefi i gaza*, 2011, no. 5, p.56-63.

Borodkin V.N., Khorobrykh D.L., Bushueva L.Yu. *Zakonomernosti izmeneniya fiziko-khimicheskikh svoystv neftey klinoform achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri* [Predictability in the change in the physico-chemical properties of the cliniform oil of the Achimov strata in the north of Western Siberia]. *Gornye vedomosti*, 2005, no. 8, p. 34-43.

Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V. *Zakonomernosti izmeneniya fiziko-khimicheskikh svoystv flyuidnykh sistem yursko-melovykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri s uchetom ikh fazovoy zonal'nosti i paleotektonicheskikh kriteriev* [The patterns of changes in the physicochemical properties of the fluid systems of the Jurassic-Cretaceous sequences of Western Siberia, taking into account their phase zoning and paleotectonic criteria]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2016, no. 6, p. 14-31.

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [The organic matter catagenesis and the

oil and gas content of the Mesozoic and Paleozoic sequences of the Western Siberia megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p.

Goncharov I.V. *Geokhimiya neftey Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry of Western Siberia oils]. Moscow: Nedra, 1987, 181 p.

Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoylenko V.V., Fadeeva S.V., Krinin V.A., Volkov V.A. *Neftematerinskiye porody i nefti vostochnoy chasti Zapadnoy Sibiri* [Source rocks and petroleum in the eastern part of Western Siberia]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2010, no. 8, p. 24-28.

Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Krinin V.A., Oshmarin R.A. *Priroda neftey rayona Vankorskogo mestorozhdeniya* [The nature of the oil in the Vankor field]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2011, no. 3, p. 12-17.

Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I., Ekhanin A.E., Kazakov A.M., Kasatkina G.V., Kurushin N.I., Mogucheva N.K., Sap'yanik V.V., Serebrennikova O.V., Smirnov L.V., Smirnova L.G., Surkov V.S., Sysolova G.G., Shiganova O.V. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhney – sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii* [Geological structure and oil and gas potential of the Lower - Middle Jurassic of the Western Siberia Province]. Novosibirsk: Nauka, 2005, 156 p.

Gurari F.G., Kontorovich A.E., Fotiadi E.E. *Osnovnyye zakonomernosti formirovaniya i razmeshcheniya zalezhey nefti i gaza v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy plity* [The main orderliness in the formation and distribution of oil and gas deposits in the Mesozoic deposits of the West Siberian plate]. *Geologiya i geofizika*, 1967, no. 1, p. 3-12.

Gurari F.G., Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Stavitskiy B.I. *Izmenenie sostava i prognoz kachestva mezozoyskikh neftey Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [The composition and quality forecast of the Mesozoic oils of the West Siberian Lowland]. Moscow: Nedra, 1965, *Trudy ZapSibNIGN*, issue 1, p. 162–166.

Gurari F.G., Zapivalov N.P., Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Stavitskiy B.P. *Zakonomernosti izmeneniya sostava mezozoyskikh neftey Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [The consistency in the composition of the Mesozoic oils of the West Siberian Lowland]. *Geologiya nefti i gaza*, 1964, no. 12, p. 23-27.

Kazanenkov V.A. *Fazovoe sostoyanie uglevodorodov v zalezhakh otlozheniy bata Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii* [Phase state of hydrocarbons in Bathonian deposits of the Western Siberia oil and gas province]. In: *Interexpo GEO-Siberia-2017: XIII International Scientific Congress; Subsoil use. Mining. Directions and technologies of prospecting, exploration and development of mineral deposits. Geoecology: Proceedings of International Scientific Conference (Novosibirsk, 17–21 April, 2017)*, CD-R.

Kazanenkov V.A. *Syr'evaya baza uglevodorodov i regional'nye osobennosti rasprostraneniya zalezhey v tyumenskoy svite i ee analogov v Zapadnoy Sibiri* [Raw materials base of hydrocarbons and regional features of the distribution of petroleum accumulations in the Tyumen Formation and its analogues in Western Siberia]. *Burenie i nef't*, 2016, no. 3, p. 3-11.

Kontorovich A.E., Babina N.M., Bogorodskaya L.I., Vinokur B.G., Zimin Yu.G., Kolganova M.M., Lipnitskaya L.F., Lugovtsov A.D., Mel'nikova V.M., Parparova G.M., Rogozina E.A., Stasova O.F., Trushkov P.A., Fomichev A.S. *Nefteproizvodnyashchie tolshchi i usloviya obrazovaniya nefti v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [Oil-producing strata and conditions for the oil formation in the Mesozoic sections of the Western Siberia Lowland]. Leningrad: Nedra, 1967, 223 p.

Kontorovich A.E., Berman E.L., Bogorodskaya L.I., Vinokur B.G., Kolganova M.M., Lipnitskaya L.F., Mel'nikova V.M., Stasova O.F., Fomichev A.S. *Geokhimiya yurskikh i nizhnemelovykh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [Geochemistry of Jurassic and Lower Cretaceous section of the Western Siberia Plain]. Moscow: Nedra, 1971, *Trudy SNIIGGiMS*, issue 36, 251 p.

Kontorovich A.E., Borisova L.S., Kosyakov D.V., Krasavchikov V.O., Lapin P.S., Novikova S.H., Strehkhetova E.P. *Maps of distribution of physicochemical properties of oils in West Siberia / Symposium of petroleum geology of Tarim Basin in China and Siberia platform in Russia.*

Beijing, China: Petroleum Industry Press, 2001, P. 103-110.

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaydeburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. *Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v yurskom periode* [Paleogeography West Siberian sedimentary basin during the Jurassic period]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, p. 972-1012.

Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G. *Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri* [Geology of oil and gas in Western Siberia]. Moscow: Nedra, 1975, 679 p.

Kontorovich A.E., Stasova O.F. *K geokhimii neftey Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [To the geochemistry Western Siberia lowland oils]. *Geologiya i geofizika*, 1964, no. 2, p. 13-24.

Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Popov Yu.L., Kislukhin V.I. *Fiziko-khimicheskaya kharakteristika flyuidov yurskikh otlozheniy, ikh fazovaya zonal'nost' severa Zapadnoy Sibiri* [Physico-chemical characteristics of the Jurassic accumulations fluids and their phase zonality in the north of Western Siberia]. *Neft' i gaz*, 2012, no. 2 (92), p. 14-22.

Kurchikov A.R., Kazanenkov V.A., Plavnik A.G., Shaporina M.N. *Temperaturnyy rezhim v zalezhakh malyshevskogo gorizonta Zapadno-Sibirskogo basseyna* [The temperature regime in the deposits of the Malyshev Formation of the Western Siberia basin]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, 2017, no. 6, p. 20-27.

Neftegazonosnye basseyny i regiony Sibiri. Issue 2. Zapadno-Sibirskiy basseyn [Oil and gas bearing basins and regions of Siberia. Issue 2. The West-Siberian basin]. A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk et al.; Editor A.E. Kontorovich, Novosibirsk, 1994, 201 p.

Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.F., Kornev V.A., Maksimov E.M. *Neftegazonosnye komplekсы Zapadno-Sibirskogo basseyna* [Oil and gas bearing systems of the Western Siberia basin]. Moscow: Nedra, 1988, 303 p.

Ryl'kov A.V. *Zakonomernosti rasprostraneniya i formirovaniya tipov neftey v mezozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [Distribution and formation of oil types in the Mesozoic deposits of the Western Siberia Lowland]. Moscow: Nedra, 1969, Trudy ZapSibNIGNI. Issue 12, 120 p.

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. *Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost' Yamala* [The geological structure and petroleum content of Yamal area]. Moscow: ООО «Nedra-Biznessentr», 2003, 352 p.

Zapivalov N.P., Shpil'man K.A. *K geokhimii neftey Zapadno-Sibirskoy nizmennosti* [To the geochemistry of oils of the West Siberian Lowland]. *Vestnik ZSGU i NTGU*, Tomsk: Izd-vo Tomskogo un-ta, 1964, no. 2, 67 p.

© Казаненков В.А., Фурсенко Е.А., Шапорина М.Н., 2018