

УДК 551.248.2

Е.А. Мануилова¹

ЛОКАЛИЗАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПОВ НОВЕЙШИХ СТРУКТУР НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»,
119991, Москва, ГСП-1, Ленинские Горы, 1

Lomonosov Moscow State University, 119991, Moscow, GSP-1, Leninskiye Gory, 1

Разделение месторождений по типам углеводородов (УВ) на территории Западно-Сибирской плиты позволило выявить три области: Ямало-Гыданскую, где сосредоточены газовые и газоконденсатные месторождения, Надым-Тазовскую со смешанным типом залежей и Широтное Приобье, где преобладают нефтяные месторождения. Эти области приурочены к определенным неотектоническим областям. Сопоставление расположения месторождений УВ с новейшими структурами позволило установить признаки их локализации как в пределах каждой области, так и в целом для территории Западно-Сибирской плиты. Зафиксировано, что месторождения нефти и газа приурочены в основном к областям новейших региональных унаследованных впадин, разломам со сдвиговой составляющей северо-западного и северо-восточного простирания, участкам с высокой (66–100%) и низкой (0–33%) плотностью линеаментов, впадинам-долинам, разделяющим новейшие региональные и локальные структуры, а также к границам локальных поднятий и впадин.

Ключевые слова: Западная Сибирь, новейшие структуры, месторождения нефти и газа.

The division of deposits by types of hydrocarbons on the territory of the West Siberian Plate allowed us to identify three areas: Yamalo-Gydan, where gas and gas condensate fields are concentrated, Nadym-Taz with a mixed type of deposits and the Latitudinal Ob region, where oil fields predominate. These areas are confined to certain neotectonics areas. Comparison of the location of hydrocarbon deposits with the latest structures allowed us to establish signs of their localization both within each of the regions and in general for the territory of the West Siberian Plate. It is recorded that oil and gas fields are confined mainly to the areas of the newest regional inherited depressions, faults with a shear component of the northwestern and northeastern strike, areas with high (66–100%) and low (0–33%) lineament density, depressions-valleys separating the newest regional and local structures and the boundaries of local uplifts and depressions.

Keywords: Western Siberia, types of new structures, oil and gas fields.

Введение. Неотектонические движения влияют на характер распределения месторождений углеводородов (УВ) [Корчуганова, 2007]. Известно, что локальные поднятия — наиболее перспективные структуры на нефть и газ. Скопления УВ могут быть приурочены к растущим поднятиям, которые обнаруживаются структурно-геоморфологическим методом.

Современные геодинамические процессы могут способствовать как консервации ранее сформировавшихся месторождений, так и их разрушению и миграции флюида по разломам. Поэтому изучение генезиса, кинематики и характера унаследованности разломов важны при поисковых работах.

Западная Сибирь — одна из крупнейших нефтегазоносных провинций РФ, площадь которой составляет 2,5 млн км². За годы изучения на этой территории открыто более 875 месторождений нефти и газа. Залежи УВ на территории Запад-

ной Сибири приурочены к доюрскому, нижне-, средне-, верхнеюрскому, неокомскому, апт-альб-сеноманскому и сеноманскому нефтегазоносным комплексам (НГК). В этих комплексах размещение залежей контролируется определенным набором параметров: литологическими особенностями разреза — распределением коллекторов, покрышек и нефтематеринских толщ; степенью катагенеза органического вещества (ОВ); гидрохимическим и тектоническим режимами и др. Основные закономерности размещения залежей нефти и газа в разрезе мезозойско-кайнозойских отложений представлены в работе [Брехунцов, 2011].

Согласно данным [Гурари и др., 1967; Нестеров, 1975], большая часть месторождений Западной Сибири приурочена к крупным поднятиям (Сургутский, Красноленинский, Нижневартовский своды и др.). Особый интерес представляют горизонтальные сдвиги фундамента [Тимурзиев, 2009; Гогоненков,

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра динамической геологии; Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН, II отделение: Разведочная геофизика и прикладная геодинамика, лаборатория фундаментальных и прикладных проблем тектонофизики № 204, науч. с.; e-mail: manuilovaekaterina139@gmail.com

2007], образующие определенные структурные парамегезы, в пределах которых расположены залежи УВ. Большое внимание отводится участкам пересечения древних разломов и рифтов с разломами и структурами более поздней генерации [Тюкавкина, 2007]. Кроме того, на размещение залежей УВ на этой территории влияют характер проявления новейших тектонических движений и современная геодинамическая обстановка.

В работах [Мануилова, 2021а; Панина, 2017; Корчуганова, 2013; Сим, 2007] установлено, что развитие новейших структур на территории Западно-Сибирской плиты, как правило, происходит в условиях субмеридионального сжатия и субширотного растяжения. В этой геодинамической обстановке возникают сколы северо-западного и северо-восточного простирания, которые в современном структурном плане соответствуют унаследованным разломам и разломам со сдвиговой составляющей соответствующей ориентировки. Перспективными областями также могут быть разломы субмеридионального простирания, которые формируются под воздействием растягивающих напряжений и должны характеризоваться повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Автором статьи сделана попытка связать месторождения нефти и газа с новейшими дислокациями, установленными ранее [Мануилова, 2021б], и выявить особенности их локализации.

Материалы и методы исследований. Установление новейшего структурного плана Западно-Сибирской плиты [Панина, 2017; Мануилова, 2021а] осуществлялось с применением структурно-геоморфологического метода [Костенко, 1999], который включал визуальное дешифрирование топографических карт масштаба 1:500 000, 1:1 000 000 с использованием цифровой модели рельефа (ЦМР) и космических изображений со спутника Landsat-7, а также построение и интерпретацию геоморфологических профилей. Для уточнения результатов визуального дешифрирования выполнена автоматизированная обработка ЦМР в программе Lessa [Златопольский, 1988] и построена серия карт по методу В.П. Философова [Философов, 1960].

Определение характера унаследованности новейших структур от древних проводили путем их сопоставления с дислокациями, проявленными на карте отражающего горизонта А (кровля доюрского основания) [Соболев, Бочкирев, 2006] и на геофизических профилях, построенных по структурным картам кровли доюрских отложений [Соболев, Бочкирев, 2006], кровли баженовского горизонта, подошвы кузнецковской свиты и кровли нижнеберезовской свиты. Новейшие разрывные нарушения сопоставляли с разломами фундамента, выявленными ранее [Сурков, 1981; Шпильман, 1998], и с результатами интерпретации сейсмических региональных профилей [Нестеров, 2007], а также сравнивали розы-диаграммы новейших разрывных нарушений

и разломов фундамента по данным [Сурков, 1981; Шпильман, 1998].

Выявление связи месторождений УВ с новейшими дислокациями выполнено методом их сопоставления между собой с последующей статистической обработкой. Исходными данными для этого служила схема с типами новейших структур [Мануилова, 2021б], а также карта распределения плотности линеаментов, на которой показаны области с минимальной (0–33%), средней (33–66%) и максимальной (66–100%) плотностью линеаментов. На эти схемы нанесли 794 контура месторождений УВ с карты [Месторождения ..., 2003].

Результаты исследований и их обсуждение. Применение методов неотектонического анализа на территории исследования позволило установить новейший структурный план Западно-Сибирской плиты [Мануилова, 2021а] и характер выраженности древних дислокаций в современном рельефе, который подробно описан в работе [Мануилова, 2021б].

В результате сопоставления новейших региональных пликативных структур с местоположением месторождений нефти и газа установлено (рис. 1), что большая их часть приурочена к унаследованным впадинам (44%), новообразованным ступеням (12%), новообразованным поднятиям (9%), новообразованным впадинам (8%), новообразованным впадинам-долинам (8%), обращенным впадинам (6%), границам новейших структур (6%), унаследованным поднятиям (5%), обращенным поднятиям (1%), унаследованным впадинам-долинам (0,5%), новообразованным узким впадинам-долинам (0,5%). Месторождения УВ в пределах унаследованной и обращенной ступеней по имеющимся данным не установлены.

Известно, что на территории Западной Сибири присутствуют нефтяные (69%), нефтегазоконденсатные (13%), нефтегазовые (4%), газоконденсатные (7%) и газовые (7%) месторождения [Месторождения ..., 2003]. Если объединить нефтегазовые и нефтегазоконденсатные залежи в отдельную группу (смешанные залежи), то можно зафиксировать следующую закономерность (рис. 1): в центральной части плиты (область Широтного Приобья) расположены преимущественно нефтяные залежи; в междуречье рек Надым и Таз (Надым-Тазовская область) отмечены смешанные залежи, а на севере (Ямalo-Гыданской области) — преимущественно газовые и газоконденсатные месторождения. Эти области приурочены к определенным неотектоническим областям (НО) и типам новейших структур.

Границы Ямalo-Гыданской области соответствуют Ямальской, Гыданской и северной части Приенисейской НО. Надым-Тазовская область совпадает с Надым-Тазовской НО, захватывает западную часть Приенисейской, большую часть Хетско-Часельской и северную часть Присаяно-Енисейской НО. Обширная область Широтного Приобья соответствует Сибирско-Увалистой НО, западной части Присая-

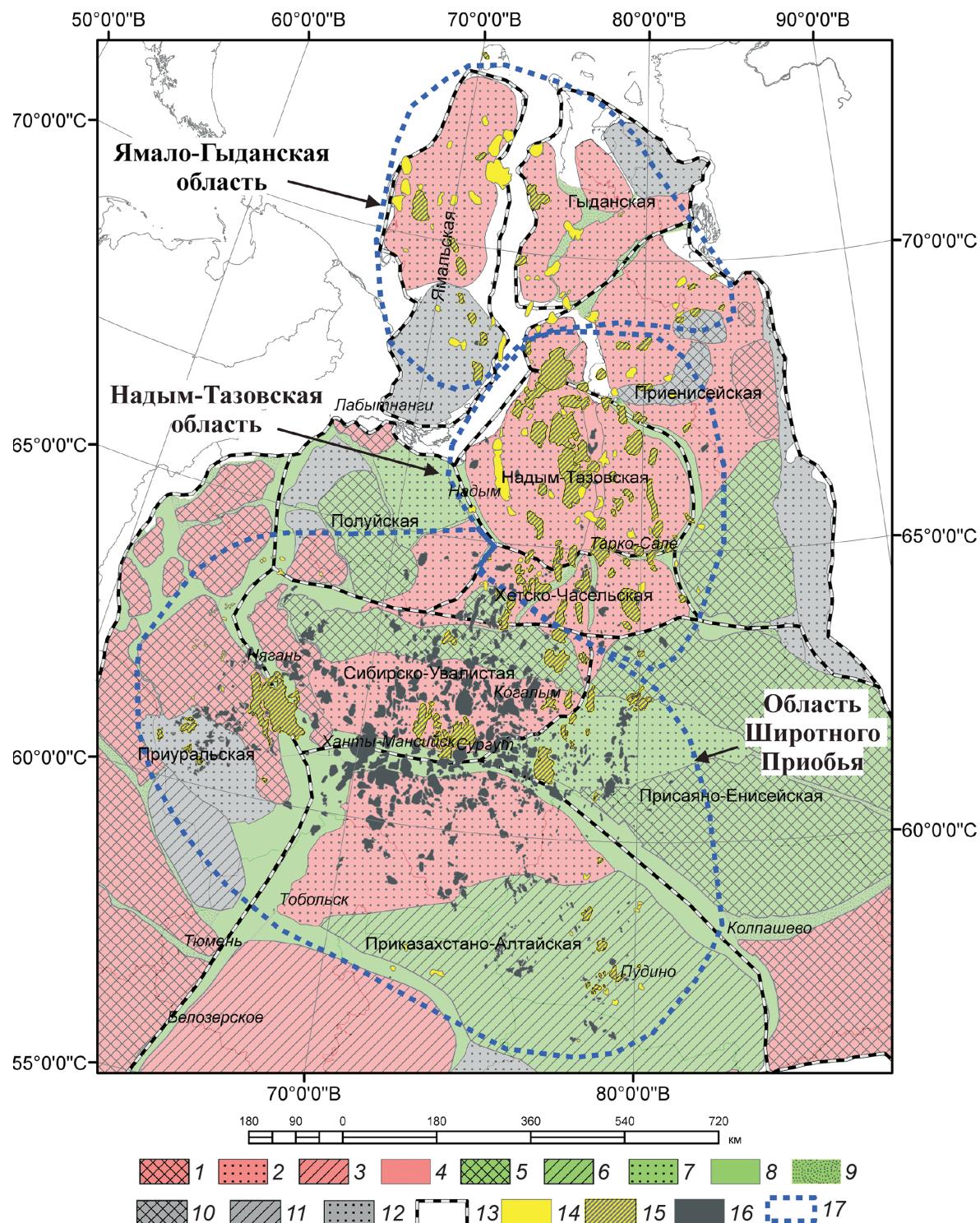


Рис. 1. Схема сопоставления новейших структур и месторождений УВ: 1–4 — новейшие региональные унаследованные структуры: 1 — поднятия, 2 — впадины, 3 — ступени, 4 — впадины-долины; 5–9 — новейшие региональные новообразованные структуры: 5 — поднятия, 6 — ступени, 7 — впадины, 8 — впадины-долины, 9 — узкие впадины-долины; 10–12 — новейшие региональные обращенные структуры: 10 — поднятия, 11 — ступени, 12 — впадины; 13 — границы неотектонических областей; 14–16 — месторождения УВ: 14 — газовые и газоконденсатные, 15 — смешанные залежи, 16 — нефтяные; 17 — границы области, установленные по преобладающему в ней типу УВ

но-Енисейской НО, северной части Приказахстано-Алтайской НО, центрально-восточной части Приуральской НО, южной части Полуйской НО и юго-восточной части Хетско-Часельской НО.

На основе полученных данных сопоставлены месторождения нефти и газа с региональными и

локальными пликативными новейшими структурами (рис. 1, 2), с новейшими разрывными нарушениями (рис. 3), картой распределения плотности линеаментов (рис. 4) для каждой установленной области и в целом для территории Западно-Сибирской плиты.

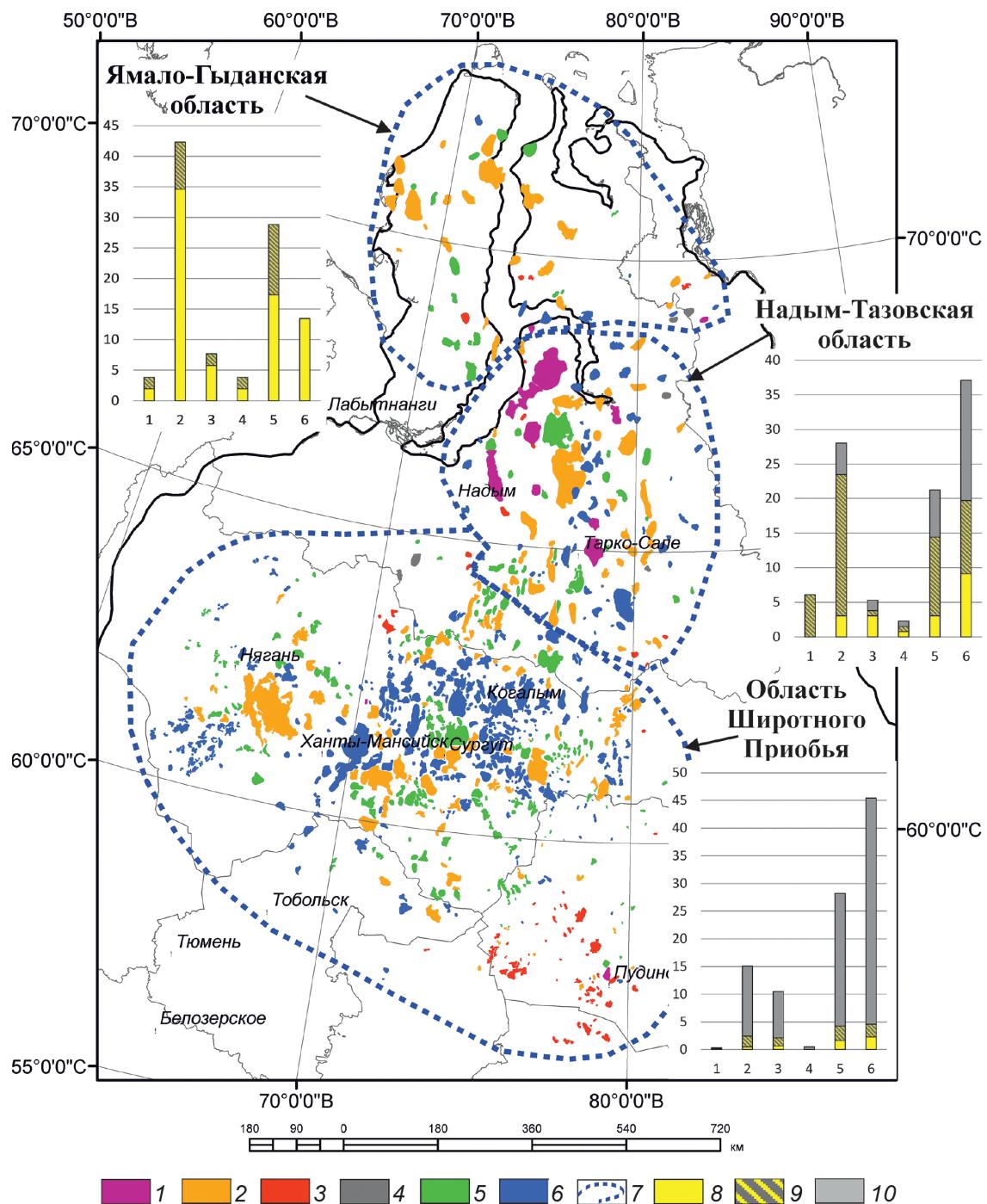


Рис. 2. Схема приуроченности месторождений УВ к новейшим локальным структурам: 1–6 — типы новейших структур: 1 — границы различных новейших структур; 2 — границы новейших локальных поднятий и впадин-долин; 3 — новейшие локальные поднятия; 4 — новейшие обращенные поднятия; 5 — новейшие унаследованные поднятия; 6 — впадины-долины, разделяющие новейшие региональные и локальные структуры; 7 — границы области, установленные по преобладающему в ней типу УВ; 8–10 — месторождения УВ, изображенные на графиках: 8 — газовые и газооконденсатные, 9 — смешанные залежи, 10 — нефтяные

Ямало-Гыданская область. В пределах Ямало-Гыданской области скопления УВ обнаружены в отложениях от палеозоя до сеномана включительно. Согласно данным [Новейшая тектоника ..., 1985], эта территория в новейший этап испытала значительное поднятие с амплитудой до 200–300 м, что, вероятно, способствовало формированию газовых месторождений в отложениях сеномана и апта. Эти залежи в основном связаны со структурными ловушками

(локальными поднятиями) и лишь в районе Обской и Тазовской губ отмечены тектонически экранированные месторождения, которые приурочены к отрицательным структурам типа грабенов, осложняющих поднятие [Извеков, 2015].

По данным [Месторождения ..., 2003], в этой области расположено 52 месторождения нефти и газа, которые приурочены к новейшим региональным пликативным структурам (рис. 1): унаследованным

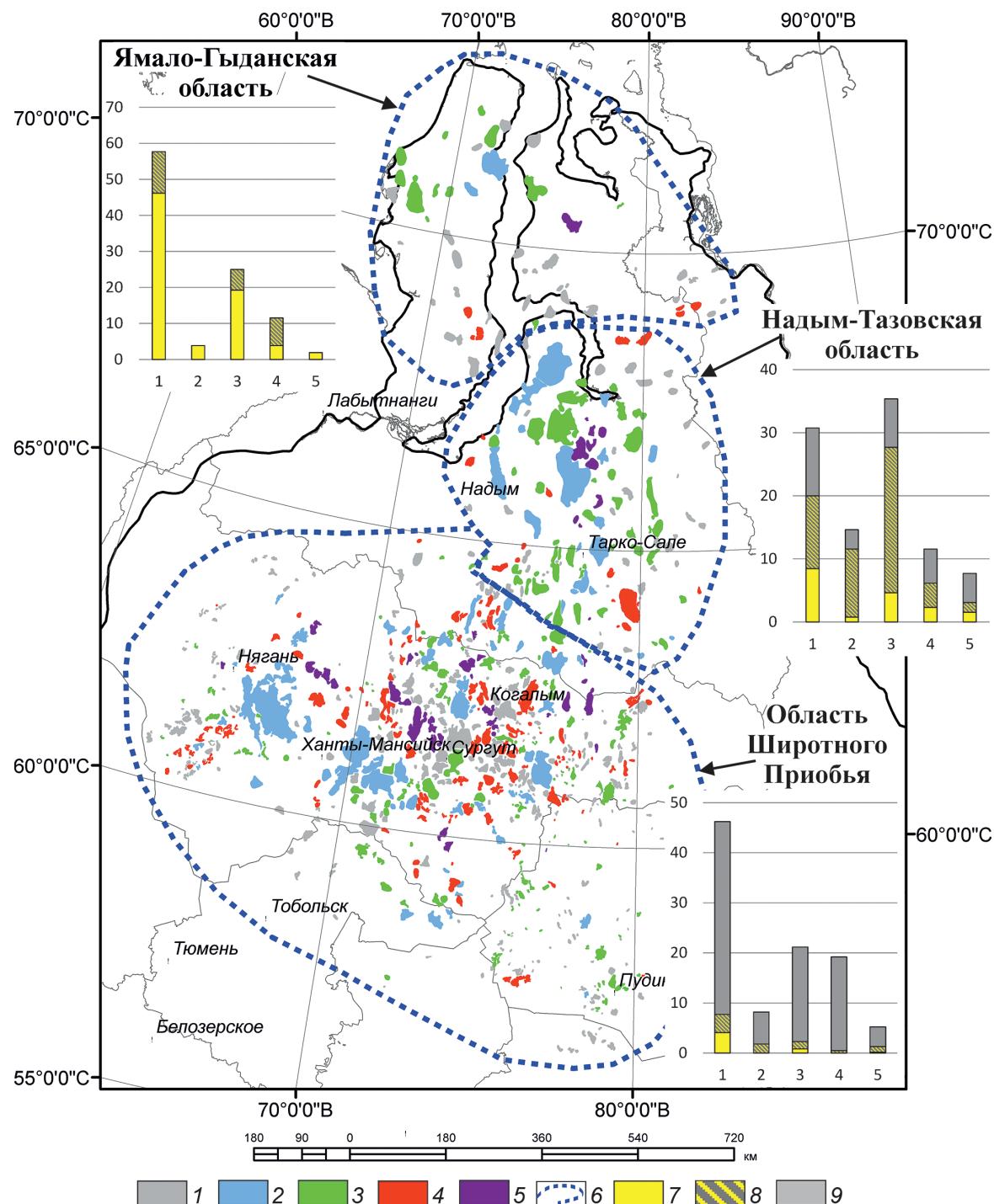


Рис. 3. Схема приуроченности месторождений УВ к новейшим разрывным нарушениям: 1 — приуроченность к разрывным нарушениям отсутствует; 2—5 — типы новейших разрывных нарушений: 2 — пересечение различных типов новейших разрывов, 3 — разломы со сдвиговой составляющей северо-западного и северо-восточного простирания, 4 — унаследованные разломы неустановленной кинематики северо-западного и северо-восточного простирания, 5 — унаследованные разломы неустановленной кинематики субмеридионального простирания; 6 — границы областей, установленные по преобладающему в ней типу УВ; 7—9 — месторождения УВ, изображенные на графиках: 7 — газовые и газоконденсатные, 8 — смешанные залежи, 9 — нефтяные

впадинам (72%), обращенной впадине (18%), обращенному поднятию (4%), границам новейших структур разного типа (4%) и новейшим узким впадинам-долинам (2%).

При сопоставлении месторождений УВ с новейшими локальными структурами (рис. 2) установлено, что большая их часть (42%) расположена на границе локальных поднятий и впадин, т. е. в местах

перегибов современного рельефа (Южно- и Северо-Тамбейское, Харасавейское, Круzenштерновское, Западно-Сяяхинское, Гыданское, Пеояткинское, Казанцевское, Каменномысское и другие газовые месторождения, а также Утреннее, Геофизическое, Нейтинское, Бованенковское месторождения смешанного типа); в сводовых частях новейших локальных унаследованных поднятий — 29% (Тасийское,

Штормовое, Усть-Юрибейское, Малоямальское, Минховское газовые месторождения, Западно-Тамбейское, Арктическое, Среднеямальское, Ростовцевское, Новопортовское месторождения смешанного типа); во впадинах-долинах, разделяющих новейшие региональные и локальные структуры, — 13% (Малыгинское, Антипаутинское, Зимнее, Семаковское, Чугоръянинское газовые месторождения); в новейших локальных новообразованных впадинах — 8% (Трехбуторное, Ушаковское газовые месторождения и Нурминское месторождение смешанного типа); в новейших локальных обращенных поднятиях — 4% (Мессояхское газовое, Новосоленинское смешанного типа месторождения), а также на границе различных новейших локальных структур — 4% (Горчинское газовое, Северо-Парусовое смешанного типа месторождения). Таким образом, большинство месторождений приурочено либо к периферии растущих локальных поднятий, либо к их сводам.

Также установлено (рис. 3), что месторождения нефти и газа тяготеют к областям пересечения разломов со сдвиговой составляющей северо-западного и северо-восточного простираия — 25% (Малыгинское, Северо-Тамбейское, Сядорское, Харасавейское, Круzenштерновское, Нерстинское, Ладертайское, Западно-Сеяхинское, Верхнетиутейское газовые месторождения, а также Утреннее, Бованенковское, Северо-Парусовое месторождения смешанного типа), к унаследованным разломам неустановленной кинематики северо-западного и северо-восточного простираия — 12% (Мессояхское, Южно-Соленинское газовые месторождения и Новосоленинское, Нурминское, Ростовцевское месторождения смешанного типа), к пересечению различных типов новейших разрывов — 4% (Южно-Тамбейское и Западно-Сеяхинское газовые месторождения) и к унаследованным разломам неустановленной кинематики субмеридионального простираия — 2% (Гыданское газовое месторождение). В оставшихся 57% месторождений УВ приуроченность месторождений к новейшим разрывам не выявлена. Таким образом, газовые месторождения в основном тяготеют к новейшим разрывным нарушениям со сдвиговой составляющей северо-западного и северо-восточного простираия или к зонам их пересечения.

В результате сопоставления месторождений УВ с картой плотности линеаментов (рис. 4) установлено, что их максимальное число тяготеет к участкам с высокой плотностью линеаментов (65%). К этим зонам приурочены Малыгинское, Тамбейское, Тасийское, Штормовое, Харасавейское, Малоямальское, Каменномысское, Антипаутинское и др. газовые месторождения, а также Новопортовское, Ростовцевское, Среднеямальское, Геофизическое и Утреннее месторождения с различными типами УВ залежей. Гораздо меньше месторождений приурочено к участкам со средней и низкой плотностью линеаментов (25 и 10% соответственно).

Таким образом, в пределах Ямало-Гыданской области месторождения УВ в основном приурочены к новейшим унаследованным региональным впадинам, внутри которых они тяготеют к границам локальных поднятий и впадин либо к сводам растущих локальных поднятий, разломам со сдвиговой составляющей северо-западного и северо-восточного простираия, а также к областям с высокой плотностью линеаментов.

Надым-Тазовская область. В пределах Надым-Тазовской области залежи УВ установлены в юрско-меловых отложениях. Амплитуда неотектонических движений в этой области варьирует от $-50\text{--}75$ до $200\text{--}300$ м [Новейшая тектоника ..., 1985]. Такая региональная разнонаправленность движений, вероятно, способствовала формированию месторождений смешанного типа, которые встречаются в различных нефтегазоносных комплексах. Согласно данным [Месторождения ..., 2003], в этой области расположено 132 месторождения нефти и газа, которые приурочены к новейшим региональным пликативным структурам (рис. 1): к унаследованным впадинам (72%), границам региональных структур (12%), новообразованным поднятиям (5%), унаследованным впадинам-долинам (4%), новообразованным впадинам-долинам (3%), обращенным поднятиям (2%), новообразованным узким впадинам-долинам (2%).

При сопоставлении месторождений УВ с новейшими локальными структурами (рис. 2) выявлено, что 38% месторождений приурочено к впадинам-долинам, разделяющим новейшие региональные и локальные структуры (Харампурское, Фестивальное, Есетинское, Юрхаровское и другие месторождения смешанного типа; Надымское, Вьюжное, Стерховое и другие газовые; Непонятное, Мангазейское, Стагановское и другие нефтяные месторождения); 28% месторождений — к границам новейших локальных поднятий и впадин (Уренгойское, Запллярное, Парусовое, Пякяхинское, Еты-Пуровское, Вынгажинское, Ямсовейское и другие месторождения в основном смешанного типа); 21% — к сводам новейших локальных унаследованных поднятий (Ныдинское, Русское, Енъяхинское, Тарасовское и другие месторождения в основном смешанного типа), 6% — к границам различных новейших структур (Ямбургское, Харвутинское, Медвежье, Юбилейное, Песцовское, Тазовское, Восточно-Таркосалинское и Южно-Пырейное месторождения смешанного типа), 5% — к новейшим локальным новообразованным поднятиям (в основном это газовые месторождения — Пангодинское, Южно-Песцовское и др.), 2% — к новейшим локальным обращенным поднятиям (Ханчейское (смешанного типа), Хальмерпаутинское (газовое), Ванское (нефтяное) месторождения).

Установлено (рис. 3), что месторождения нефти и газа тяготеют и/или приурочены (35%) к областям пересечения разломов со сдвиговой составляющей северо-западного и северо-восточного простираия

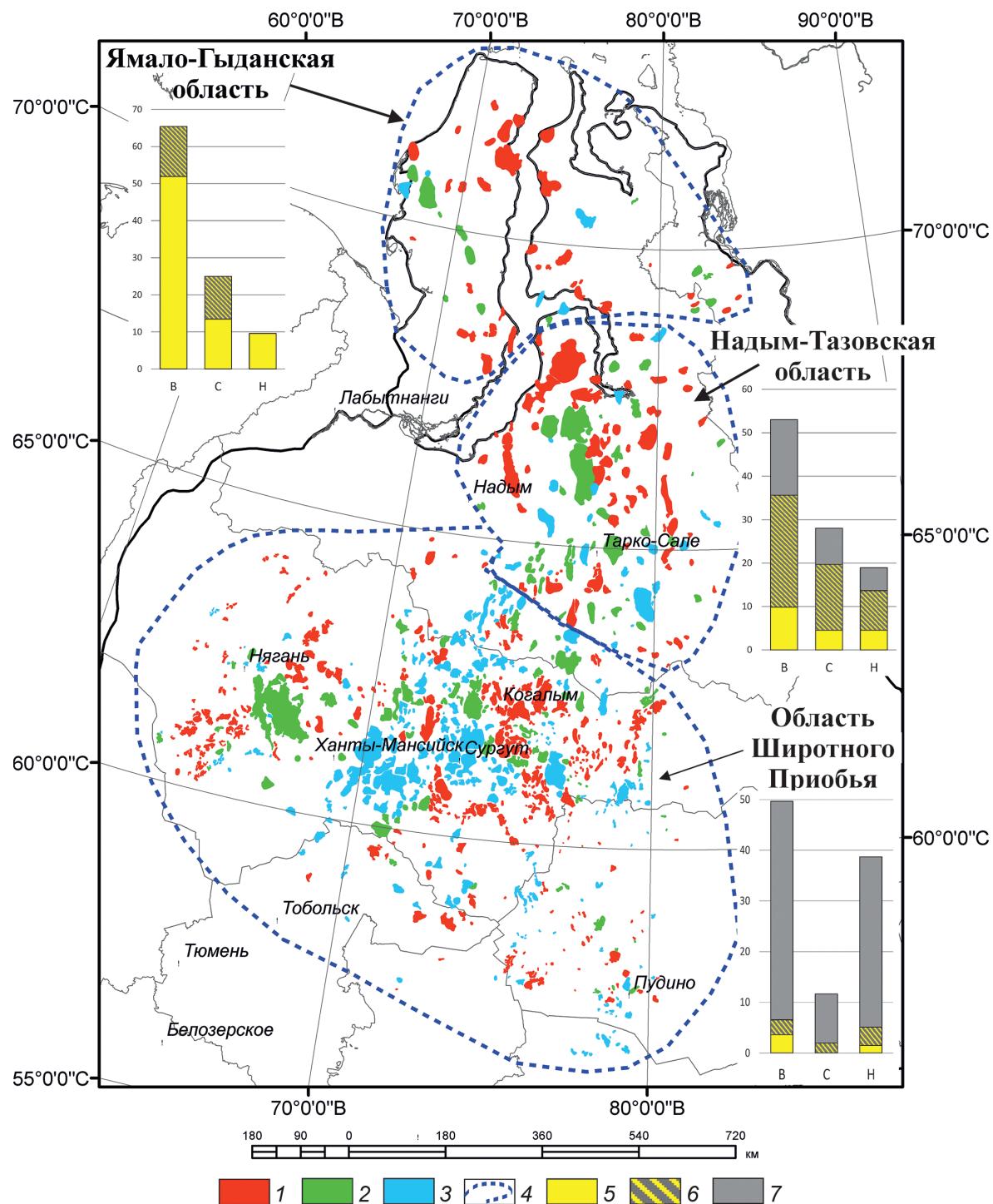


Рис. 4. Схема приуроченности месторождений УВ к областям с низкой, средней и высокой плотностью линеаментов: 1–3 — плотность линеаментов: 1 — максимальная (66–100%), 2 — средняя (33–66%), 3 — минимальная (0–33%); 4 — граница области, установленная по преобладающему в ней типу УВ; 5–7 — месторождения УВ, изображенные на графиках: 5 — газовые и газо-конденсатные, 6 — смешанные залежи, 7 — нефтяные

(Юрхаровское, Песцовское, Енъяхинское, Ныдинское, Юбилейное, Заполярное, Еты-Пурровское, Вынгаяхинское и другие месторождения в основном смешанного типа); 15% от общего числа месторождений (Ямбургское, Харвутинское, Уренгойское, Медвежье, Ямсовейское, Тарасовское, Русское, Салекаптское, Восточно-Таркосалинское в основном смешанного типа) тяготеет к пересечению различных типов но-

вейших разрывов. С унаследованными разломами неустановленной кинематики северо-западного и северо-восточного простирания связано 12% месторождений (Харампурское, Фестивальное, Тапское, Восточно- и Западно-Мессояхское смешанного типа, Восточно-Юбилейное, Соловьевиное, Толькинское газовые, а также Лензитское, Меретояхинское и другие нефтяные месторождения) и 8% месторождений

(Самбургское, Есетинское смешанного типа; Усть-Ямсовейское, Стерховое газовые; Оликуминское, Непонятное и другие нефтяные месторождения) тяготеет к унаследованным разломам неустановленной кинематики субмеридионального простирания. Для оставшихся 30% месторождений УВ признаки связи с новейшими разрывами не выявлены.

В результате сопоставления месторождений УВ с картой плотности линеаментов (рис. 4) отмечено, что их максимальное число (53%) тяготеет к участкам с высокой плотностью линеаментов. К этим зонам приурочены Ямбургское, Харвутинское, Медвежье, Ныдинское, Заполярное, Уренгойское, Таросовское, Южно-Русское, Русское и другие месторождения со смешанным типом УВ залежей, среди газовых месторождений отмечены Пангодинское, Усть-Ямсовейское, Хальмерпаютинское, Перекатное и др., среди нефтяных — Непонятное, Осеннее, Таркосейское и др. Подчеркну, что к участку со средней плотностью линеаментов (28%) приурочены крупные месторождения со смешанным типом УВ залежей, такие, как Уренгойское, Енъяхинское, Губкинское, Тазовское, Еты-Пуровское, Фестивальное, Таркосалинское и др. Участкам с низкой плотностью линеаментов отвечает 19% небольших по площади месторождений УВ.

Таким образом, в пределах Надым-Тазовской области месторождения УВ в основном отвечают новейшим региональным унаследованным впадинам, внутри которых большая часть месторождений приурочена к впадинам-долинам, разделяющим новейшие региональные и локальные структуры, разломам со сдвиговой составляющей северо-западного и северо-восточного простирания и областям с высокой плотностью линеаментов.

Область Широтного Приобья. В области Широтного Приобья месторождения УВ встречены во всех нефтегазоносных комплексах. Для этой области суммарные значения амплитуды в новейший этап составили от –25 до 50–100 м в восточной и юго-восточной частях, 100–300 м в пределах Сибирских Увалов и до 125 м в западной части области [Новейшая тектоника ..., 1985]. В целом для области Широтного Приобья характерно длительное мезозойско-кайнозойское прогибание территории, что, возможно, было благоприятным условием для формирования нефтяных месторождений. Однако на новейшем этапе в этой области происходили локальные знакопеременные движения, которые, вероятно, создали условия для формирования газовых и смешанных залежей.

По данным [Месторождения ..., 2003], в этой области расположено 610 месторождений нефти и газа, которые приурочены к новейшим региональным пликативным структурам (рис. 1): к унаследованным впадинам (35%), к новообразованной ступени (16%), к новообразованной впадине (11%), к новообразованному поднятию (10%), к новообразованным впадинам-долинам (10%), к обращенной впадине

(6%), к унаследованному поднятию (6%), к границам разных типов новейших структур (5%), а также к новообразованной узкой впадине-долине (1%).

При сопоставлении месторождений УВ с новейшими локальными структурами (рис. 2) установлено, что 45% месторождений приурочено к впадинам-долинам, разделяющим новейшие региональные и локальные структуры (Приобское, Тундринское, Тевлино-Русское, Советское и другие в основном нефтяные месторождения), 28% — к сводам новейших локальных унаследованных поднятий (Малобалыкское, Аганское, Итьяхское, Северо-Рогожниковское и другие нефтяные; Федоровское, Вынгапуровское, Восточно-Шебургское и другие месторождения смешанного типа), 15% — к границам новейших локальных поднятий и впадин (Салымское, Мамонтовское, Вахское, Восточно-Сургутское и другие нефтяные месторождения; Восточно-Васюганское, Верхнекондинское и другие газовые; Красноленинское, Самотлорское, Суторминское и другие месторождения смешанного типа), 10% — к новейшим локальным новообразованным поднятиям (Западно-Ватлорское, Верхнехарловское и другие нефтяные месторождения; Речное, Казанское, Веселовское и другие газовые месторождения, а также Мыльджинское месторождение смешанного типа), 1% — к границам различных новейших структур (Западно-Туманное нефтяное и Останинское смешанного типа месторождения) и 1% — к новейшим локальным обращенным поднятиям (Среднехулымское, Южно-Хулымское нефтяные месторождения).

Установлено (рис. 3), что месторождения нефти и газа тяготеют и/или сосредоточены (22%) в местах пересечения разломов со сдвиговой составляющей северо-западного и северо-восточного простирания (Мамонтовское, Восточно-Сургутское, Вахское, Шапшинское, Северо-Демьянское и другие нефтяные месторождения; Новогоднее, Варьеганская и другие смешанного типа; Тевризское, Верхнекондинское и другие газовые месторождения); 19% месторождений (Повховское, Средненазымское, Советское, Кечимовское и другие, в основном нефтяные месторождения) тяготеют к унаследованным разломам неустановленной кинематики северо-западного и северо-восточного простирания; 8% месторождений (Приобское, Салымское, Тевлино-Русское, Рогожниковское и другие нефтяные месторождения, Красноленинское, Самотлорское, Вынгапуровское и другие месторождения смешанного типа) отвечают пересечению новейших разрывов разного типа, 5% (Назымское, Ай-Пимское, Имилорское, Мултановское и другие нефтяные; Лянторское, Быстриńskое, Тагринское и другие месторождения смешанного типа) приурочено к унаследованным разломам неустановленной кинематики субмеридионального простирания. Для оставшихся месторождений УВ (46%) признаки связи с разрывами не выявлены.

В результате сопоставления месторождений УВ с картой плотности линеаментов (рис. 4)

установлено, что их максимальное число (50%) тяготеет к участкам с высокой плотностью линеаментов. К этим зонам приурочены Мамонтовское, Ватьеганское, Повховское, Угутское, Назымское, Рогожниковское, Галяновское, Шушминское, Северо-Демьянское, Уренское и другие нефтяные месторождения. Среди месторождений со смешанным типом УВ залежей отмечены Лугинецкое, Верхнеколикъеганско, Тюменское, Ван-Еганское и Лянторское. Также значительное число месторождений приурочено к участкам с низкой плотностью линеаментов (39%). Этим зонам отвечают следующие нефтяные месторождения: Приобское, Салымское, Правдинское, Тундринское, Петелинское, Восточно-Сургутское, Вахское, Имилорское, Онтохское и др. Среди месторождений со смешанным типом УВ залежей отмечены Федоровское, Яунлорское, Самотлорское, Тагринское, Восточно-Перевальное, Новогоднее, Муравленковское, Северное и Котынское. К областям со средней плотностью линеаментов приурочено лишь 11% месторождений УВ, однако среди них такие крупные месторождения смешанного типа, как Красноленинское, Вынгапуровское, Западно-Яранейское, а также нефтяные месторождения Тевлинско-Русскинское, Верхнесалымское, Ай-Пимское, Аганское и др.

Таким образом, в пределах области Широтного Приобья месторождения УВ в основном приурочены к новейшим региональным унаследованным впадинам, впадинам-долинам, разделяющим новейшие региональные и локальные структуры, к разломам со сдвиговой составляющей, к областям с максимальной и минимальной плотностью линеаментов.

Заключение. В результате разделения месторождений нефти и газа на типы УВ установлены три области (Ямalo-Гыданскaя область — газовые и конденсатные месторождения, Надым-Тазовская область — нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения, область Широтного Приобья — нефтяные месторождения), которые приурочены к определенным неотектоническим зонам. Для каждой выделенной области выявлены преобладающие

признаки приуроченности месторождений УВ к новейшим дислокациям.

В Ямalo-Гыданской области, где преобладает газовый тип месторождений, они приурочены к новейшим унаследованным региональным впадинам, в пределах которых месторождения УВ тяготеют к границам локальных поднятий и впадин, сводам локальных поднятий, разломам со сдвиговой составляющей северо-западного и северо-восточного простирации и к областям с высокой (66–100%) плотностью линеаментов.

На территории Надым-Тазовской области месторождения УВ в основном сконцентрированы в новейших региональных унаследованных впадинах, внутри которых они приурочены к впадинам-долинам, разделяющим новейшие региональные и локальные структуры, к разломам со сдвиговой составляющей северо-западного и северо-восточного простирания и к областям с высокой (66–100%) плотностью линеаментов.

В области Широтного Приобья месторождения УВ в основном приурочены к новейшим региональным унаследованным впадинам, впадинам-долинам, разделяющим новейшие региональные и локальные структуры, а также к разломам со сдвиговой составляющей северо-западного и северо-восточного простирания и к областям с максимальной (66–100%) и минимальной (0–33%) плотностью линеаментов.

Таким образом, для всей территории Западно-Сибирской плиты локализация месторождений нефти и газа так или иначе связана с областями новейших региональных унаследованных впадин, разломов со сдвиговой составляющей северо-западного и северо-восточного простирания, к участкам с высокой (66–100%) и низкой (0–33%) плотностью линеаментов, характерной для области Широтного Приобья, к впадинам-долинам, разделяющим новейшие региональные и локальные структуры, границам локальных поднятий и впадин, а также к сводам локальных поднятий.

Финансирование. Исследования проведены в рамках Госзадания ИФЗ РАН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Брехунцов А.В., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.) Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. 2011. Т. 52, № 8. С. 1001–1012.

Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиеv А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2007. № 3. С. 3–10.

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.

Златопольский А.А. Пакет прикладных программ выделения и анализа линейных элементов аэрокосмических изображений // Автоматизированный линеаментный анализ при структурно-геологических и металлогенических исследованиях. М.: Недра, 1988. С. 14–28.

Корчуганова Н.И. Четвертичный структурный план и широтная зональность Западно-Сибирской равнины // Изв. вузов. Геология и разведка. 2013. № 4. С. 5–10.

Корчуганова Н.И., Костенко Н.П., Межжеловский И.Н. Неотектонические методы поисков полезных ископаемых. Файлы. Академическая и специальная литература. М.: Академический проект; Фонд «Мир», 2007. 540 с.

Костенко Н.П. Геоморфология. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1999. 379 с.

Мануилова Е.А. Новейший структурный план Западно-Сибирской плиты // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2021а. № 1. С. 23–30.

Мануилова Е.А. Взаимосвязь дислокаций фундамента и осадочного чехла с новейшим структурным планом Западно-Сибирской плиты // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2021б. № 4. С. 23–31.

Месторождения нефти и газа Западной Сибири. Масштаб 1:1 500 000. М.: ИНКОТЭК, 2003.

Нестеров И.И. Суммарный временной сейсмический разрез по региональному профилю 15 (Приложение 310). Тюмень: СибНАЦ, 2007.

Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М.: Недра, 1975. 278 с.

Новейшая тектоника Сибирской платформы и ее влияние на нефтегазоносность. М.: Наука, 1985. 144 с.

Панина Л.В., Мануилова Е.А. Неотектоника центральной части Западно-Сибирской плиты // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2017. № 4. С. 1–5.

Сим Л.А., Брянцева Г.В. Новейшее напряженное состояние и неотектоника севера Западно-Сибирской плиты // Бюлл. МОИП. Отд. геол. 2007. Вып. 6. С. 3–10.

Соболев Н.Н., Бочкарев В.С. Структурные карты Западно-Сибирской геосинеклизы по горизонтам А, Б, Г и С. Тюмень: СибНАЦ, 2006.

Сурков В.И. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты / под ред. В.С. Суркова. М.: МинГео СССР, 1981.

Тимурзиеев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): Автореф. докт. дисс. М., 2009.

Тюкавкина О.В. Роль рифтогенеза в образовании и миграции углеводородов // Фундаментальные исследования. 2007. № 8. С. 73–74.

Философов В.П. Краткое руководство по морфометрическому методу поисков тектонических структур. Саратов: Изд-во СГУ, 1960. 69 с.

Шпильман В.И. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты / Под ред. В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсоловой. Тюмень: АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», 1998.

Поступила в редакцию 20.02.2021

Поступила после доработки 05.04.2021

Принята к публикации 13.12.2021