

## ФАЦИАЛЬНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ НЕДР ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА И ПЕРСПЕКТИВЫ НОВЫХ ОТКРЫТИЙ

В.В. Гребенюк, Т.А. Дивина, Л.А. Кроль  
(СНИГГиМС)

Юрский период стал началом формирования в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба терригенной субаквальной толщи, которая образует в крайней западной части краевых мезозойских депрессий Сибирской платформы юрско-меловой полифациальный мегакомплекс отложений, перспективный на нефть и газ [1]. Именно в ранней и средней юре проходило накопление бассейновых отложений чехла, имеющего поперечный синклинальный профиль и без заметных перерывов распространенного практически на всей площади существовавшей депрессии.

В поздней юре не только значительно расширилась площадь седиментации, но и усложнилась внутренняя структура бассейна. При этом рост положительных структур первого и второго порядков наиболее активно проявился на рубеже поздней юры и раннего мела. Формирование последних сопровождалось, а на отдельных участках определялось разрывами сплошности пород. Расчеты показывают, что дефицит толщины отложений на положительных структурах по сравнению с отрицательными составил в раннемеловую эпоху около 1000 м. Активный рост положительных структур привел к частичному размытию в предваланжинское время в их пределах отложений средней юры. Вторая половина эпохи и особенно поздний мел отличались сравнительно спокойным тектоно-седиментационным режимом недр. В формировании современного структурного плана бассейна заметная роль принадлежит также тектоническим движениям новейшего этапа.

В качестве основных элементов районирования, сопряженных с фациально-тектонической зональностью недр и отражающих современное залегание юрско-мелового полифациального мегакомплекса отложений во взаимосвязи с историей развития, принято выделять внешнюю и внутреннюю зоны бассейна [2]. Для внешней зоны характерны моноклинальное в региональном плане залегание осадочных толщ, стратиграфическая неполнота разреза вследствие выклинивания нижних горизонтов, наконец, преобладание полузамкнутых структур. Во внутренней зоне, напротив, преобладают замкнутые структуры, а отложения мегакомплекса отличаются стратиграфической полнотой разреза. Особенностью строения внутренней

На основе фациально-тектонической зональности недр бассейна сделан вывод о возможности обнаружения в западной наиболее перспективной его части новых скоплений углеводородов в неантиклинальных ловушках.

On the basis of facial-tectonic zonation of basin entrails the conclusion about possibility of discovery of new hydrocarbon accumulations in the most perspective western part of the basin has been made.

зоны Енисей-Хатангского бассейна является вогнуто-выпуклая в поперечном профиле форма. Центру зоны отвечает приподнятый, а краям — опущенный участки. Такая структура поперечного сечения внутренней зоны объясняется развитием на

всем протяжении бассейна линейной системы поднятий, сопряженных с системой опусканий.

Размещение скоплений углеводородов в пределах Енисей-Хатангского нефтегазоносного бассейна, как показывают исследования, определяется такими интегральными геологическими факторами, как особенности пространственного распределения нефтегазопроизводящих пород, обособление в разрезе мегакомплекса проницаемых и экранирующих толщ, образующих систему резервуаров и флюидоупоров, развитие преобладающих типов ловушек.

Специфические особенности нефтегазопроизводящих пород и общие закономерности нафтидогенеза применительно к территории Енисей-Хатангского бассейна наиболее полно освещены в известных работах А.Э. Конторовича и И.Д. Поляковой, наиболее убедительно доказавших преимущественную газоносность недр рассматриваемого бассейна.

Промышленные скопления главным образом образуются в породах, связанные исключительно с терригенными субаквальными отложениями [3], известны на территории Енисей-Хатангского нефтегазоносного бассейна в породах преимущественно меловой части разреза мегакомплекса, сложенных чередованием проницаемых и непроницаемых толщ, которые образуют систему резервуаров и флюидоупоров. На рассматриваемой территории региональными и детальными сейсморазведочными работами в разрезе юрско-мелового мегакомплекса установлено наличие, по крайней мере, восьми стабильно прослеживаемых на значительной площади сейсмических отражающих горизонтов, стратифицированных сверху вниз. Горизонт I<sup>a</sup> прослеживается в подошве дорожковской свиты турона, I<sup>b</sup> — в подошве яковлевской свиты апта-альба, I<sup>b</sup> — в низах малохетской свиты баррема, I<sup>c</sup> — в верхах суходудинской свиты валанжина-готерива, I<sup>d</sup> — в кровле (?) нижнехетской свиты нижнего-среднего валанжина, II<sup>a</sup> — в низах яновстанской свиты верхней юры-берриаса, II<sup>b</sup> — в кровле (?) малышевской свиты средней юры, III — в

зимней свите (?) нижней юры. По количеству сейсмических отражающих горизонтов, зафиксированных на изученных детальной сейсморазведкой отдельных поисковых площадях, возможно установить степень так называемой слоистости разреза юрско-мелового мегакомплекса и осуществить на этой основе сейсмогеологическое районирование территории бассейна (рис. 1). Видно, что наиболее слоистым является разрез мегакомплекса в западной части Енисей-Хатангского бассейна, охватывая северный и северо-западные склоны Танамско-Малохетского мегавала со смежной западной частью Центрально-Таймырского мегапрогиба. Уменьшение слоистости разреза в региональном плане происходит в восточном направлении к внешней зоне бассейна. Сейсмогеологическое районирование вполне согласуется с установленной литофациальной зональностью геологического пространства бассейна. Так, в нижнемеловой наиболее перспективной части мегакомплекса снизу вверх по разрезу отмечается последовательная смена морских и прибрежно-морских отложений на лагунно-континентальные, а в верхнемеловой части преобладают морские отложения. На западе — это чередование (ритмичное в нижней части разреза) песчаных и глинистых пород, образующих систему резервуаров и флюидоупоров. На востоке — это преимущественно песчаные породы, характерной особенностью разреза которых является наличие перерывов. Совокупностью указанных факторов обусловлена фациально-тектоническая зональность недр рассматриваемого нефтегазоносного бассейна, особенности геологического строения которого позволяют предполагать наличие в его пределах фациально-тектонических зон нефтегазонакопления различных типов. С позиций оценки нефтегазоносности недр и обоснования перспектив новых открытий интересны такие зоны, как Малохетско-Балахнинская, Таймырско-Туровская и Таймырско-Горбитская.

Малохетско-Балахнинская центрально-бассейновая фациально-тектоническая зона нефтегазонакопления, протягивающаяся в субширотном направлении более чем на 900 км и включающая расположенные кулисообразно с запада на восток Танамско-Малохетский, Рассохинский и Балахнинский мегавалы (см. рис. 1), является наиболее изученной. В пределах этой зоны локальные антиклинальные ловушки в большинстве своем размещены на осложняющих указанные мегавалы положительных структурах второго порядка — куполовидных поднятиях и валах. Такое положение ловушек относительно очагов нефтегазообразования создает для описываемой зоны в целом весьма благоприятные тектонические условия для латеральной миграции углеводородов, их улавливания и формирования промышленных скоплений.

Продуктивность антиклинальных преимущественно пликативно экранированных [4] ловушек наиболее высока в западной (Танамско-Малохетский мегавал) части этой фациально-тектонической зоны нефтегазонакопления, где нижнемеловой разрез ме-

гакомплекса сложен породами нижнехетского и суходудинского субрегиональных резервуаров. Последний является основным объектом открытий. Породы суходудинского резервуара обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами практически на всей площади своего распространения. В наиболее приподнятой части Танамско-Малохетского мегавала с оптимальной (40...60 %) глинистостью пород суходудинского резервуара (рис. 2, А) обособляется около 15 песчаных пластов, вмещающих залежи газа и газового конденсата на Пеляткинском (залежи СД-III, СД-V, СД-VI, СД-VIII в антиклинальных пликативно экранированных ловушках пластового резервуара), Северо-Соленинском (залежи СД-I, СД-VIII, СД-IX в антиклинальных пликативно экранированных ловушках пластового резервуара, залежь СД-III в антиклинальной литологически экранированной ловушке пластового резервуара), Южно-Соленинском (залежи СД-VIII — СД-X в антиклинальных пликативно экранированных ловушках пластового резервуара, залежь СД-XI+XII в антиклинальной пликативно экранированной ловушке массивного резервуара), Казанцевском (залежи СД-II и СД-X в антиклинальных пликативно экранированных ловушках пластового резервуара, залежи СД-VI, СД-VIII в антиклинальных литологически экранированных ловушках пластового резервуара), Ушаковском (залежи СД-II, СД-III, СД-VIII, СД-IX в антиклинальных пликативно экранированных ловушках пластового резервуара) месторождениях. Продуктивность антиклинальных ловушек центральной (Рассохинский мегавал) и восточной (Балахнинский мегавал) частей этой фациально-тектонической зоны оценивается заметно ниже, что связано с отсутствием здесь высокоемких коллекторов вследствие значительной глинизации пород меловой и особенно юрской частей мегакомплекса (рис. 2, А, Б). Тем не менее, в пределах Рассохинского мегавала на Озерной площади обнаружена залежь МХ-I в антиклинальной пликативно экранированной ловушке массивного резервуара, а на Джангодской площади — залежь СД-0 в антиклинальной литологически экранированной ловушке пластового резервуара. В пределах Балахнинского мегавала на одноименной площади обнаружена залежь ВМ-I в антиклинальной дизъюнктивно экранированной ловушке пластового резервуара. Однако резервный фонд антиклинальных объектов на территории Енисей-Хатангского нефтегазоносного бассейна, особенно в пределах наиболее изученной и перспективной его западной части, практически исчерпан. Поэтому перспективы новых открытий необходимо связывать с прогнозом неантиклинальных объектов.

Используя геолого-геофизические материалы по отдельным локальным площадям и разработанную ранее методику [5], предприняли попытку выделения основных фаций пород и палеогеоморфологического обоснования пространственного распределения песчаных тел, с которыми могут быть связаны потенциально продуктивные структурно-литологические и

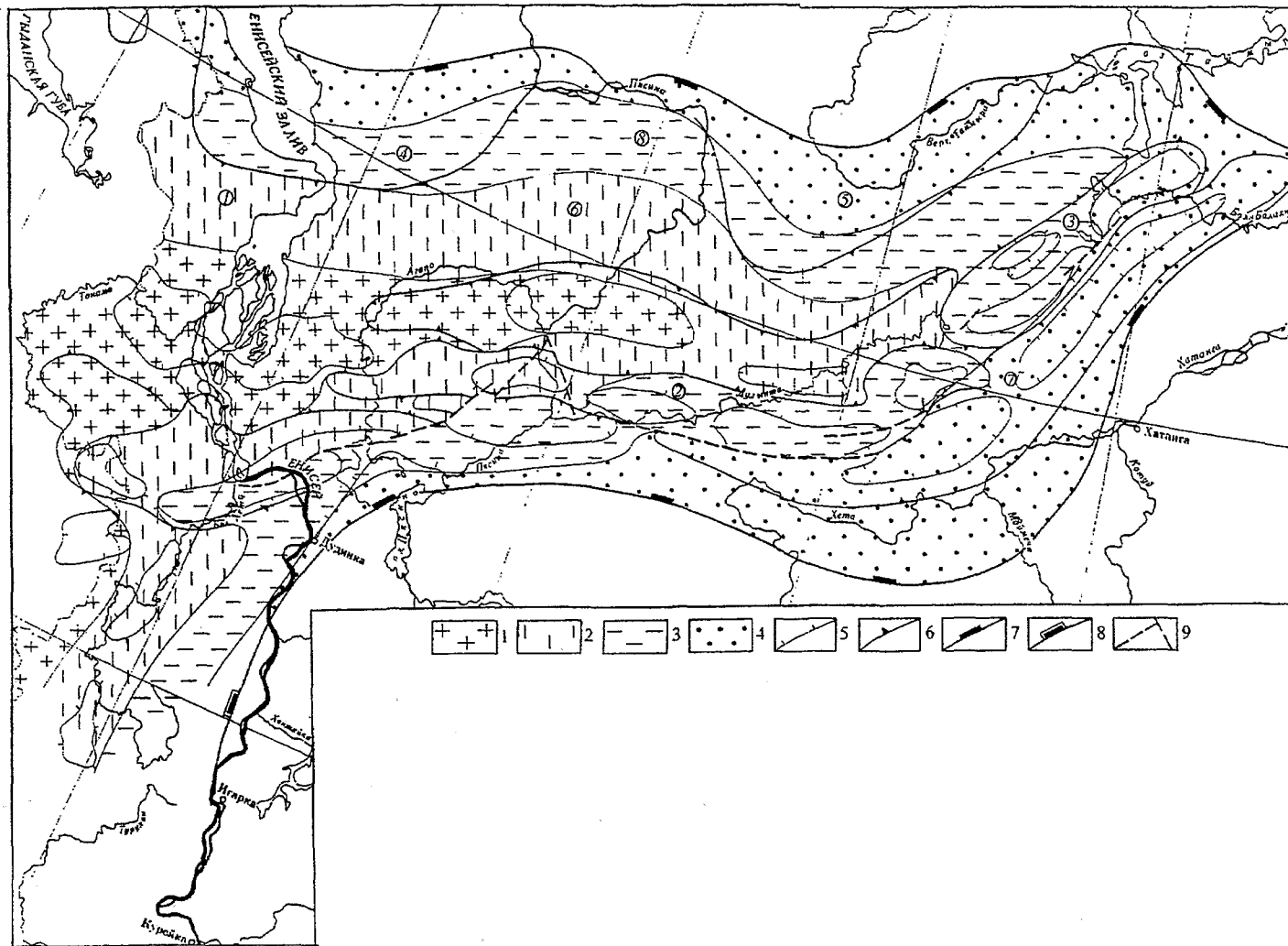
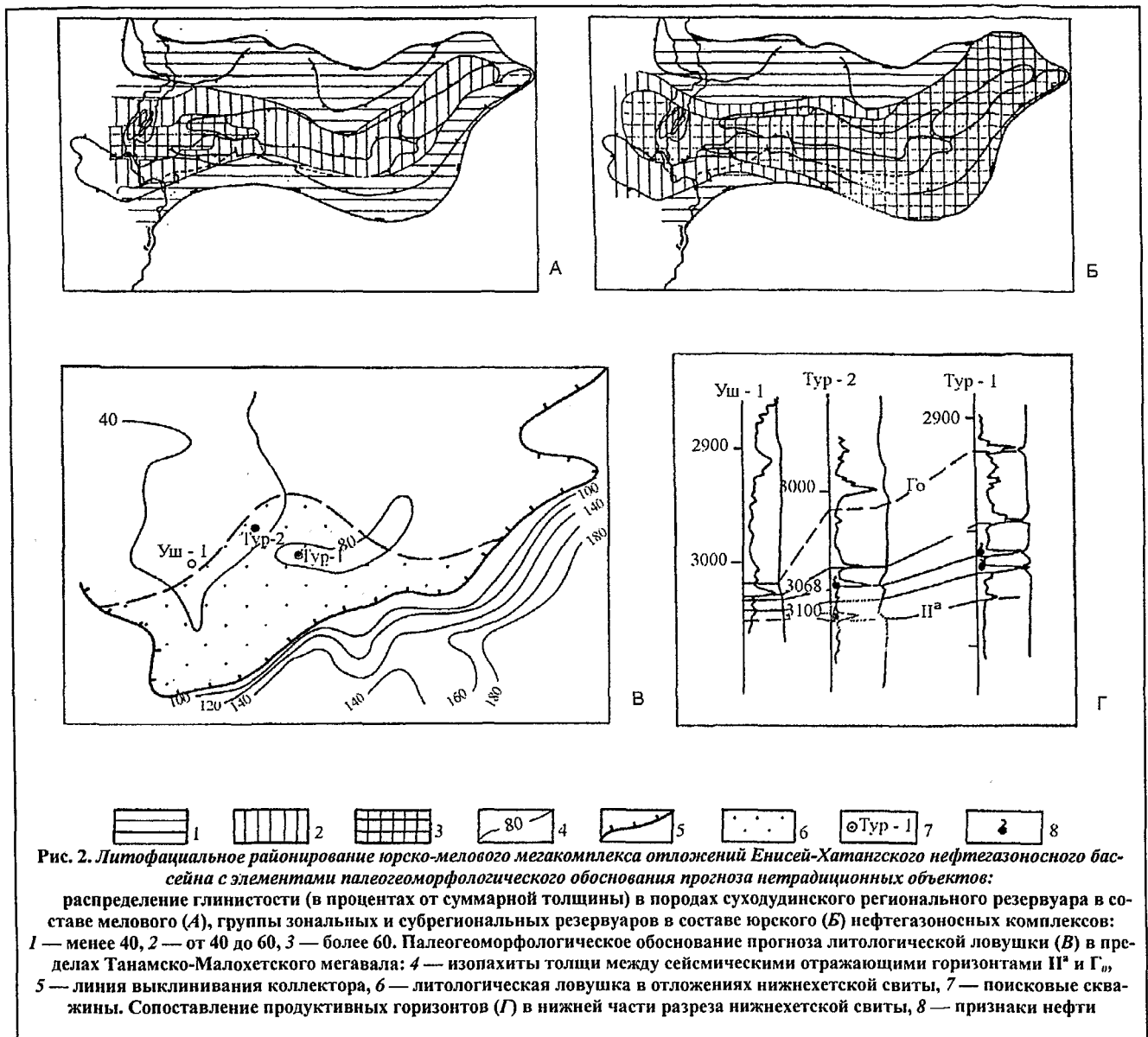


Рис. 1. Сейсмогеологическое районирование разреза юрско-мелового мегакомплекса Енисей-Хатангского нефтегазоносного бассейна: число фиксируемых стратифицированных сейсмических отражающих горизонтов в отложениях мегакомплекса:

1 — пять и более преимущественно в меловой части разреза, 2 — три, реже четыре преимущественно в низах меловой и верхах юрской частей разреза, 3 — два, реже три преимущественно в юрской части разреза, 4 — один, реже два, как правило, в юрской части разреза. Границы: 5 — структур второго порядка, 6 — структур первого порядка, 7 — надпорядковой структуры (Енисей-Хатангского регионального прогиба), 8 — Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты; 9 — разрывные нарушения. Структуры первого порядка: ① — Танамско-Малохетский мегавал, ② — Рассохинский мегавал, ③ — Балахнинский мегавал, ④ — Таймырский выступ, ⑤ — Янгодо-Горбитский выступ, ⑥ — Центрально-Таймырский мегaproгиб, ⑦ — Боганидско-Жданихинский мегaproгиб, ⑧ — Пясинская полувпадина



литологически ограниченные ловушки в породах верхнеюрско-неокомской части разреза мегакомплекса. Так, яновстанский и особенно нижнехетский резервуары, развитые на территории Танамско-Малохетского мегавала, для которых характерно параллельноформное залегание, обнаруживают уменьшение в сторону Центрально-Таймырского мегапрогиба и Пясинской полувпадины песчанности разреза до 15 %, а параллельноформное залегание пород сменяется линзовидно-косослоистым. В указанных погруженных зонах в разрезе обособляется сложно-построенная глинисто-алевритопесчаная толща, аналогичная ачимовской в пределах Западно-Сибирской плиты, для которой характерно дискретное развитие песчаных пород, слагающих литологически ограниченные тела. В более широких пределах (от 30 до 60 %) варьирует песчанность суходудинского резервуара, где вверх по разрезу возрастают число песчаных пластов и их толщина. Так, если в центральной

части Танамско-Малохетского мегавала, где разрез этого резервуара сложен чередованием пачек песчанников и алевритоглинистых пород, обособляется до полутора десятков (СД-0 – СД-XIII) песчаных пластов, то на склонах мегавала, а также в пределах Центрально-Таймырского мегапрогиба и Пясинской полувпадины происходит глинизация группы пластов СД-IX – СД-XIII, и этот интервал разреза приобретает аналогичное нижнехетскому резервуару строение. Построенные для неокомской клиноформной толщи запада Енисей-Хатангского бассейна карты изопакит между сейсмическим отражающим горизонтом II<sup>а</sup>, принятым в качестве уровня выравнивания, и различными аномально наклонными горизонтами (от Г<sub>0</sub> до Г<sub>7</sub>) этой толщи подтвердили представления об особенностях залегания продуктивных пластов, принадлежность которых к определенному типу фаций первоначально была установлена Л.А. Кроль по данным ГИС. Анализ карты изопакит горизонтов II<sup>а</sup>-Г<sub>0</sub> в

пределах Танамско-Малохетского мегавала показал, что в районе Турковской и большей части Ушаковской площадей (рис. 2, В) в отложениях нижней части сухоудинского резервуара прогнозируется литологическая ловушка, связанная с палеозаливом у подножия глубоководного склона, где происходило отложение турбидитов. Поисковая скв. 1, вскрывшая эту часть разреза на Ушаковской площади, установила выклинивание коллектора. Возможность прогнозирования литологических ловушек в интервале залегания продуктивного горизонта СД-VIII показал анализ карты изопахит отражающих горизонтов II<sup>а</sup>-Г<sub>4</sub>. Можно предположить, что к началу формирования указанного горизонта в пределах Яровской и Пелятинской площадей существовало два конуса выноса. Первый связан с дельтой палеореки, второй, возможно, является продолжением первого, что подтверждается анализом кривых стандартного каротажа. В пределах западного склона Рассохинского мегавала на Озерной площади в верхнеюрских отложениях поисковой скв. 8 в свое время был вскрыт продуктивный песчаный пласт, наличие газа в котором не подтвердилось тогда бурением последующих скважин. Проведенный авторами анализ кривых стандартного каротажа позволил установить глубоководный генезис коллектора, а построенная карта изопахит отражающих горизонтов II<sup>а</sup>-II<sup>б</sup> удовлетворяет модели морского дна бассейна, принятой для анализа. В восточной части площади в результате интерпретации выполненных построений прогнозируется литологическая ловушка, связанная с небольшим палеозаливом. Подобные построения на этой площади были сделаны также для вышележащих отложений с целью прогнозирования структурно-литологических и литологических ограниченных ловушек.

Таймырско-Туровская центрально-бассейновая фациально-тектоническая зона нефтегазонакопления, примыкая с севера к Малохетско-Балахнинской, также простирается в субширотном направлении почти на 1000 км и включает расположенные с запада на восток Центрально-Таймырский и Туровский мегапрогибы. На склонах Малохетско-Балахнинской и бортах Таймырско-Туровской зон в условиях регионального наклона литологическое экранирование песчаных горизонтов в ловушках даже с антиклинальной формой изгиба кровли природного резервуара приобретает весьма существенное значение. Так, на Пайяхской и Нанадьянской площадях степень литологического экранирования продуктивных горизонтов в пределах антиклинальной ловушки столь значительна, что выявленные залежи являются по существу структурно-литологическими. Значительное литологическое экранирование песчаных горизонтов в ловушках с антиклинальной формой природного резер-

вуара является, по всей вероятности, общей особенностью этой фациально-тектонической зоны.

Наименее изучена Таймырско-Горбитская окраинно-бассейновая фациально-тектоническая зона нефтегазонакопления в северной части Енисей-Хатангского бассейна. Она включает расположенные на западе Таймырский и на востоке Янгодо-Горбитский выступы, а также расположенную между ними Пясинскую полувпадину. Анализ геолого-геофизических материалов по Дерябинскому и Хабейскому газоконденсатным месторождениям дает основание предполагать здесь в условиях регионального выклинивания юрских и нижней половины меловых отложений литологически, стратиграфически и дизъюнктивно экранированные ловушки как с антиклинальной, так и с моноклинальной формой изгиба кровли природного резервуара.

Таким образом, основываясь на фациально-тектонической зональности отложений юрско-мелового полифациального мегакомплекса и особенностях строения слагающих его резервуаров, возможно прогнозировать в западной наиболее перспективной части Енисей-Хатангского нефтегазоносного бассейна новые скопления углеводородов, связанные с литологически ограниченными ловушками в клиноформных резервуарах.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / М.П. Гришин, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков и др.; Под ред. В.С. Суркова. — М.: Недра, 1987. — 204 с.
2. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири / А.Э. Конторович, В.В. Гребенюк, Л.Л. Кузнецов и др. Ред. кол.: гл. ред. А.Э. Конторович. — Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, СНИИГГиМС, 1994. — Вып. 3: Енисей-Хатангский бассейн. — 71 с.
3. Палеогеография перми и мезозоя краевых депрессий Сибирской платформы в связи с прогнозом перспектив нефтегазоносности / Т.А. Дивина, А.А. Салихов, В.Б. Хмелевский и др. — Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. — 81 с. (ДВП в ВИНИТИ, 02.07.91, № 2811-В91).
4. Старосельцев В.С., Гребенюк В.В. Основные классификационные признаки ловушек углеводородов в осадочных бассейнах // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа / Под ред. член-кор. РАН Б.А. Соколова. — М.: Изд-во МГУ, 1998. — С.193—195.
5. Хмелевский В.Б., Шляхтер Е.С., Кроль Л.А., Азарнов А.Н. Генезис и методические особенности поисков перспективных объектов в клиноформном комплексе Енисей-Хатангского прогиба // Геология и геофизика. — 1990. — № 5. — С.90—95.