

УДК 553.981/.982.23(268.53)

Заварзина Г.А.Открытое акционерное общество «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (ОАО «МАГЭ»), Мурманск, Россия, zavarzinag@mage.ru

ТИПЫ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ И ИХ РАСПРОСТРАНЕНИЕ В ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ШЕЛЬФА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ

В последние годы на шельфе моря Лаптевых выявлено более 50 локальных объектов. Фациальная изменчивость и сложное строение осадочных комплексов, раздробленность их разрывами сложной кинематики обусловили развитие различных типов ловушек углеводородов. На основе сейсмостратиграфического, сейсмофациального анализов и структурных построений по данным сейморазведки МОВ ОГТ 2D выделены структурные, литолого-стратиграфические и комбинированные ловушки углеводородов. Предлагаемая классификация ловушек углеводородов является основой для повышения эффективности поисково-разведочных работ на ранних стадиях исследования перспективных объектов.

Ключевые слова: осадочный бассейн, сейсмокомплекс, разрыв, сдвиг, сброс, взброс, горст, грабен, ловушка УВ, нефтегазоносный комплекс, зона нефтегазонакопления.

Шельф моря Лаптевых является регионом с неустановленной нефтегазоносностью и характеризуется невысокой степенью геолого-геофизической изученности: отсутствие пробуренных скважин на шельфе не позволяет однозначно определить стратиграфический диапазон осадочного чехла и возраст фундамента. Вместе с тем, западная часть может оказаться одним из наиболее привлекательных районов нефтегазопроисковых работ арктического шельфа. Нефтегазогеологическое районирование и зональный прогноз нефтегазоносности региона базируются на результатах структурных построений, сейсмостратиграфического и сейсмофациального анализов, и материалах геологоразведочных работ на сопредельной суше. Одним из определяющих критериев прогноза зон нефтегазонакопления является тектонический, позволяющий сопоставить структурные стили, наблюдаемые на сейсмических разрезах Лаптевоморского бассейна с установленными в однотипных (рифтогенных) бассейнах (Североморский, Бофорта-Маккензи, Нигерийский, Жанны д'Арк и др.).

Западная часть Лаптевоморского бассейна отличается сложным геологическим строением. Представления о заложении бассейна и формировании комплексов осадочного чехла связаны с образованием и развитием системы рифтогенных структур, которые представляют собой зоны субпараллельных разрывных нарушений северо-западного простирания и сопряженных с ними грабенов и горстов, сегментированных сдвиговыми деформациями северо-восточного простирания (рис. 1). В пределах западной части шельфа

выделены *Лено-Таймырская область пограничных поднятий* и *Западно-Лаптевская рифтовая система*, где расположены *Арынско-Витязевский, Оленекский* и *Усть-Ленский* грабены с мощным осадочным выполнением и поднятия: *Оголохский, Исайско-Ребековский, Трофимовский горсты* и вал *Минина*, к которым приурочены основные зоны нефтегазонакопления.

Размещение и морфолого-генетические особенности структур тесно связаны с развитием и кинематикой разрывных нарушений. Региональные и зональные разломы северо-западного простирания – сбросы и сбросо-сдвиги соответствуют этапам растяжения бассейна, ограничивая асимметричные ступенчатые грабены или полуграбены. На разрезах сбросовая составляющая деформаций подчеркивается элементами грабен-горстового строения, а сдвиговая – смещением в плане вдоль сдвига блоков разорванных структур и соответствующих им аномалий потенциальных полей¹.

Разломы северо-восточного простирания являются секущими по отношению к структурам северо-западного простирания и представляют собой сдвиговые зоны, часто эшелонированные (рис. 1). Как правило, наблюдаются правосдвиговые смещения (возобновленные и/или вновь образованные), активно проявленные в среднем миоцене, связанные с активизацией тектонических процессов на шельфе моря Лаптевых. Наложение правосдвиговых дислокаций на структурные парагенезисы северо-западных простираний привело к смещению структур и их трансформированию в сбросо-сдвиговые (в грабенах) и взбросо-сдвиговые (в горстах) структуры. Результаты таких трансформаций отображены на временных разрезах, пересекающих северо-западные структуры вкрест простирания. Здесь широко развиты структуры с У-образными пересечениями разломов, а также сложные «цветковые» разломы, характерные для транстенсионных и транспрессионных зон сдвигов различных стадий развития [Thurston, Dennis K., Theis Leslie A., 1987]. Образование «цветковых» разломов в парагенезисах северо-западного простирания происходит на участках, где сдвиговые напряжения северо-восточного стресса трансформируются во взбросовые (субвертикальные). Благоприятными условиями для таких трансформаций являются большие мощности пластичных пород в сводовых частях антиклиналей и значительные вертикальные амплитуды сбросо-сдвигов северо-западного простирания.

Сдвиговые деформации в западной части Лаптевоморского бассейна подтверждаются общей конфигурацией разломов и подобными моделями структурных парагенезисов

¹ См. статью Заварзина Г.А., Шкарубо С.И. Тектоника западной части шельфа моря Лаптевых // *Нефтегазовая геология. Теория и практика.* – 2012. - Т.7. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/39_2012.pdf

горизонтальных сдвигов фундамента, построенных по работам 3D [Гогоненков, Кашик, Тимурзиев, 2007]. В их строении обнаруживаются сложные парагенезисы механических деформаций пород («пилообразные» и «цветковые» разломы), вызывающих «вспарывание» чехла и вздутие пластов над сводами поднятий под воздействием сколовых напряжений сжатия и последующие их обрушения (проседания) как реакции на снятие этих напряжений.

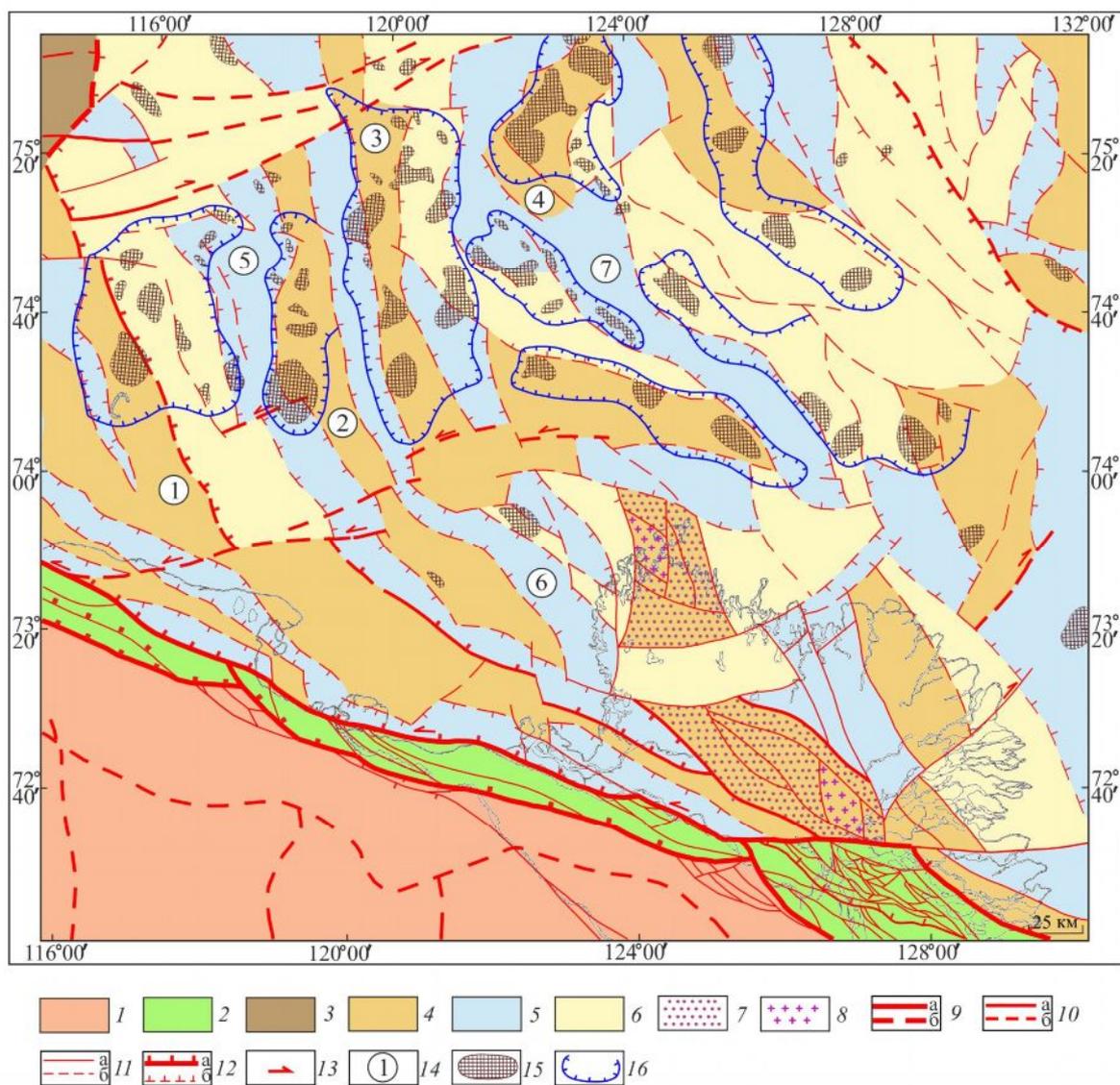


Рис. 1. Схема грабенов и горстов западной части Лаптевоморской плиты

(Г.А. Заварзина, С.И. Шкарубо)

1 – Сибирская платформа; 2 – Верхояно-Колымская складчатая область; 3 – Таймыро-Североземельская складчатая область; Лаптевоморская плита: 4 – горсты, 5 – грабены, 6 – ступени, 7 – поднятия с сокращенной мощностью кайнозойского чехла, 8 – выступы древних, (9-13) массивов; разрывные нарушения (а) достоверные, б) предполагаемые), 9 – шовные разломы (границы надрегиональных тектонических структур), 10 – региональные, 11 – зональные, 12 – сбросы, 13 – сдвиги; 14 – региональные структуры; 15 – локальные поднятия; 16 – зоны перспективные для обнаружения УВ.

Наименование региональных структур: 1 – Песчаный горст, 2 – Исайско-Ребековский горст, 3 – Трофимовский горст, 4 – Поднятие Минина, 5 – Арынско-Витязевский грабен, 6 – Оленекский грабен, 7 – Усть-Ленский грабен.

Согласно разработанной ранее стратификации осадочного чехла в западной части шельфа моря Лаптевых выделены два перспективных нефтегазоносных комплекса (ПНГК): *нижне-верхнемеловой-палеоценовый* и *палеоцен-среднемиоценовый*².

Нижне-верхнемеловой-палеоценовый ПНГК распространен повсеместно, за исключением выступов складчатого основания. Предполагается, что отложения комплекса выклиниваются в дельте Лены, на западе и северо-востоке площади, налегая на поверхность складчатого основания. Отложения комплекса формировались в рифтовую стадию устойчивого прогибания бассейна, когда в пределах современного шельфа аккумулировались терригенные отложения, сносимые реками с запада, юга и востока. Отложения комплекса, вероятно, представлены как дельтовыми, так и прибрежно-морскими фациями и в значительной мере компенсируют впадины и грабенообразные прогибы Притаймырской части шельфа. Нижняя часть комплекса, ранне (?) - позднемелового возраста (А-L1), предположительно, угленосно-терригенная толща – рассматривается как материнская толща, генерирующая газ. Верхняя часть, позднемеловая (?) - палеоценовая (L1-L2), сложенная более тонким обломочным материалом, возможно, содержит коллектора с высокими ФЕС. Мощность комплекса изменяется от 0,5 км до 7 км (рис. 2).

Палеоцен (?) – среднемиоценовый ПНГК выделяется в объеме сейсмокомплекса L2–L4 и представляет собой толщу в различной степени дислоцированных и нарушенных разрывами терригенных образований. На краях бассейна слои комплекса подошвенно налегают на поверхность складчатого основания, выклиниваясь на шельфе севернее дельты р. Лена, на западе и востоке площади. Мощность комплекса составляет от 0,5-1,0 км до 2,5-3,5 км. В нижней части комплекса (L2-L3) на сейсмических разрезах выделяется «акустически немая» толща, которая вероятно представлена пелитовыми породами. Эта толща может рассматриваться как возможная региональная покрывка для терригенных коллекторов нижне-верхнемелового-палеоценового ПНГК, а на участках погружения на глубины более 3 км (стадия «нефтяного окна» МК₂ – МК₃ преобразования ОВ) и как генерирующая нефть-газ-конденсат материнская толща (рис. 2).

Верхняя часть комплекса (L3-L4) на сейсмических разрезах характеризуется чередованием отражений средней и высокой амплитудной выразительности, что, предположительно, свидетельствует о переслаивании алеврито-песчаных пород. В пределах

² См. статью Шкарубо С.И., Заварзина Г.А. Стратиграфия и характеристика сейсмических комплексов осадочного чехла западной части шельфа моря Лаптевых // *Нефтегазовая геология. Теория и практика.* – 2011. - Т.6. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/2/14_2011.pdf

таких типов разрезов, как правило, формируются пласты-коллекторы с удовлетворительными емкостными свойствами, а изменение характера волновой картины в латеральном направлении свидетельствует о том, что покрывки, чаще всего, носят зонально-локальный характер.

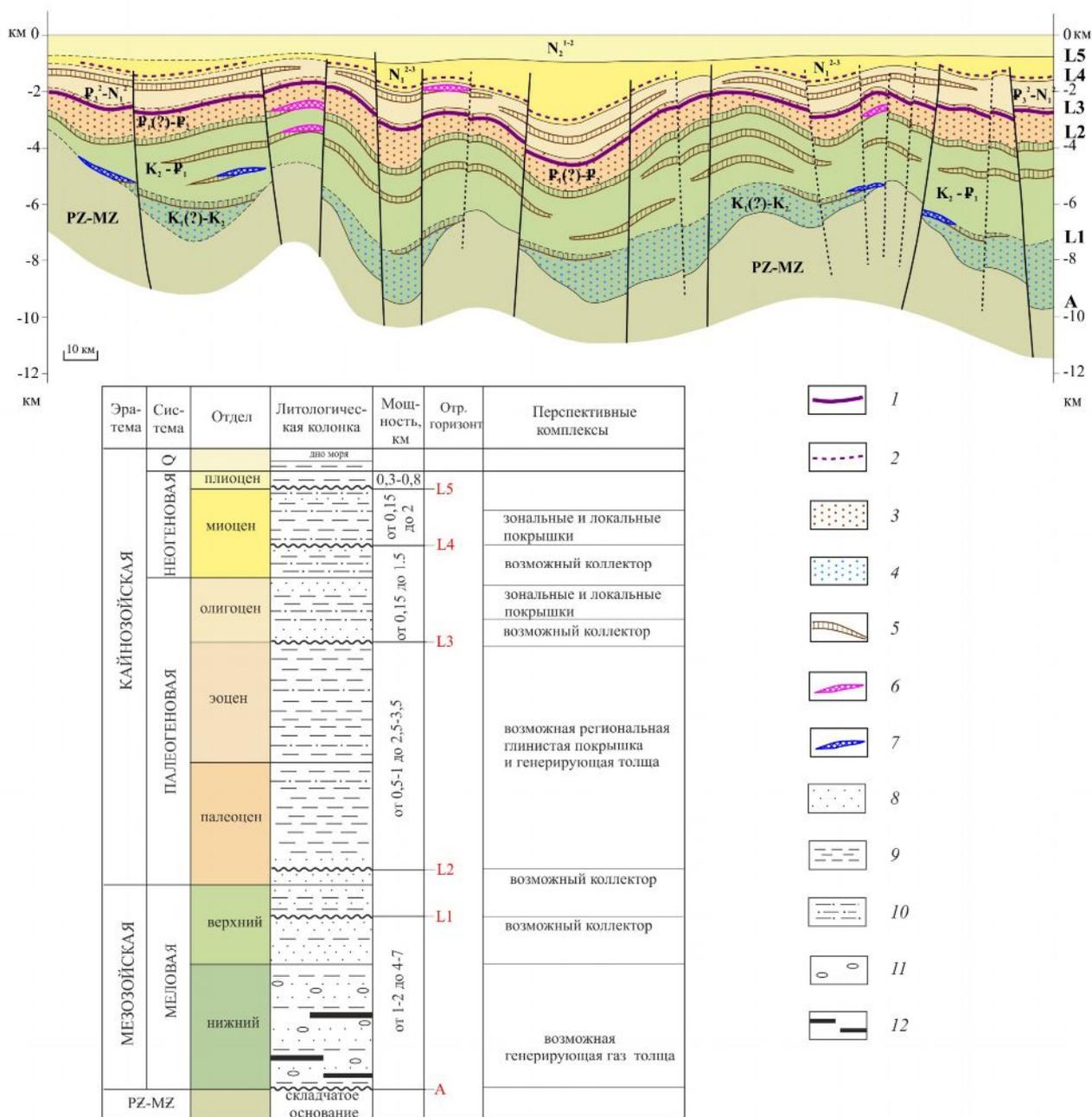


Рис. 2. Сводный нефтегазогеологический разрез

(Зуйкова О.Н. (ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга»), С.И. Шкарубо, Г.А. Заварзина)
 1 – региональная покрывка; 2 – зональные и локальные покрывки; 3 – нефтегазогенерирующая толща; 4 – газогенерирующая толща; 5 – коллекторские толщи; ловушки УВ (6-7): 6 – пластовые сводовые, тектонически экранированные, 7 – литолого-стратиграфические; 8 – песчаники; 9 – глины; 10 – алевролиты; 11 – галька; 12 – угли.

Среднемиоцен - плейстоценовый комплекс (L4-дно моря) трансгрессивно перекрывает нижележащие комплексы и развит на всей акватории. Он характеризует тектонически стабильный период развития бассейна с непрерывной седиментацией, выраженный в формировании пространственно выдержанных по мощности пластов терригенных пород. Глубина залегания комплекса на большей части площади составляет от 400 до 1200 м, максимальная мощность 1500 м. Среднемиоцен-плейстоценовый комплекс из-за небольшой глубины залегания автором не рассматривался как нефтегазоперспективный.

Рифтогенное заложение бассейна и развитие в нем грабен-горстовых структур, особенности формирования комплексов осадочного чехла, когда условия морского, прибрежно-морского и дельтового осадконакопления сменялись континентальными, а также интенсивная разломная тектоника создали условия для образования ловушек УВ различных морфолого-генетических типов.

В существующих классификациях ловушек нефти и газа выделяются несколько типов и классов (А.А. Бакиров, О.К. Баженова, И.О. Брод, Н.А. Еременко, А. Леворсен и др.). Сложное геологическое строение Лаптевоморского бассейна, степень изученности и качество сейсмического материала МОВ ОГТ позволяют составить лишь упрощенную классификацию ловушек УВ.

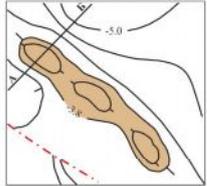
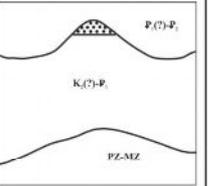
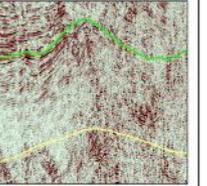
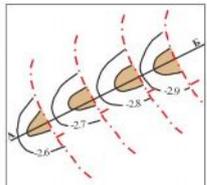
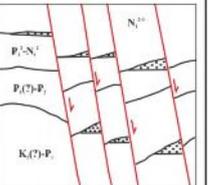
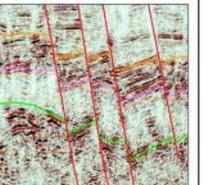
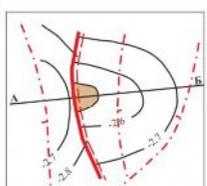
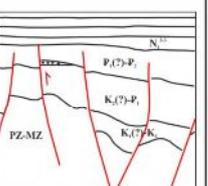
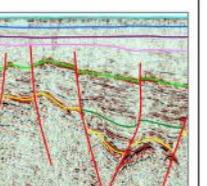
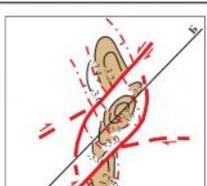
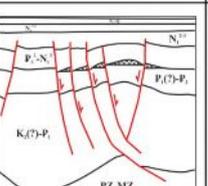
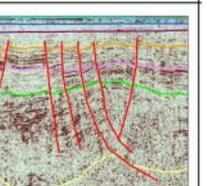
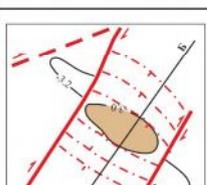
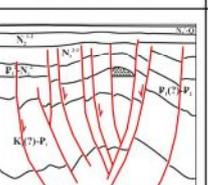
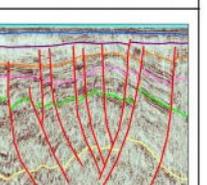
В результате интерпретации сейсморазведочных данных выделены структурные (антиклинальные), литолого-стратиграфические (неантиклинальные) и комбинированные ловушки УВ.

К структурному типу отнесены антиклинальные объекты, ненарушенные разломами и осложненные тектоническими нарушениями. Морфологический облик структур зависит от кинематики разрывов. Среди них выделяются *структуры, осложненные сбросами, взбросами и структуры сдвигов фундамента* (рис. 3).

Все антиклинальные структуры, ненарушенные разломами, расположены в пределах вершинных частей горстов. На временных разрезах они представляют собой сводообразные перегибы слоев.

Наиболее крупные локальные структуры в нижне-верхнемеловом-палеоценовом ПНГК (10×14 – 13×34 км, площадь 130-560 км², амплитудой от 100-200 до 600 м) расположены в Центрально-Лаптевской зоне (рис. 4). Вероятно, эти структуры сформировались над эрозионно-тектоническими выступами складчатого фундамента и являются унаследованными. В сводах таких структур могут образоваться сводовые пластовые ловушки УВ. Перспективы нефтегазоносности этих ловушек наиболее высоки в зонах

развития «акустически немой» толщи палеоцен(?)–эоценового подкомплекса, которая, согласно авторским предположениям, является региональным флюидупором. Мировой опыт нефтегазопоисковых работ показывает, что значительная часть открытых месторождений УВ связана с ненарушенными антиклинальными ловушками.

Тип ловушки	Морфологические особенности	Геологическая модель		Сейсмический образ
		в плане	в разрезе	
1	2	3	4	5
СТРУКТУРНЫЙ	Антиклинальная сводовая ненарушенная			
	Антиклинальная осложненная сбросами			
	Антиклинальная осложненная взбросами			
	Антиклинальная дуплексных зон сдвигов			
	Антиклинальная транспрессионных зон			

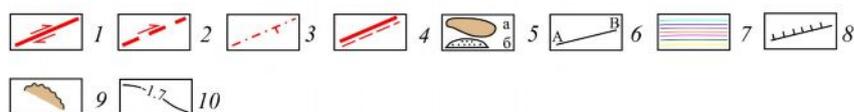


Рис. 3. Типы структурных ловушек по сейсморазведочным данным

1-4 - разрывные нарушения: 1 – сдвиги, 2 – сбросо-сдвиги, 3 – сбросы, 4 – взбросы; 5 – ловушки УВ: а) в плане, б) в разрезе; 6 – линия разреза; 7 – отражающие горизонты; 8 – линия выклинивания; 9 – линия эрозионного среза; 10 – изогипсы отражающего горизонта.

Антиклинали, осложненные тектоническими нарушениями, являются преобладающим типом структур. Так, в пределах крупных разломных зон формируются высокоамплитудные (от 100 до 600 м), отличающиеся большими размерами (15×20 км) и площадью (более 200 км²) антиклинальные складки. Усложнение и переформирование таких структур произошло на этапе среднемиоценового проявления правосторонних сдвигов. Структуры характеризуются интенсивной нарушенностью сбросами, в последствие трансформированными во взбросы и сдвиги (рис. 3).

В результате анализа структурных построений в западной части шельфа моря Лаптевых было выделено два класса сложных парагенезисов «антиклиналь-разрыв» [Гололобов, 1982], которые осложнены системами разломов типа «веер» или «цветок» – *структуры дуплексных зон сдвигов и транспрессионных зон* (рис. 3). Предполагается, что образование таких структур происходило как на участках пересечения антиклиналей одиночными сдвигами, так и в срединных частях дуплексных зон сжатия, возникших в местах сопряжения каждой пары эшелонированных сдвигов. В плане структуры сдвигов фундамента прослеживаются в виде валообразных зон ромбоидальной и сигмоидальной форм. К таким структурам относятся *Михайловская, Николаевская, Павловская, Алексеевская, Александровская* и др., расположенные в пределах *Северо-Трофимовской зоны* (рис. 4).

Типоморфной представляется Александровская структура – крупная трехкупольная антиклинальная складка, простирающаяся в северном направлении (рис. 4).

Как показывает палеотектонический анализ, формирование Александровского поднятия в меловое время происходило под влиянием как тектонического режима, так и условий седиментации, а в среднемиоценовое время она была нарушена сдвиговыми дислокациями, в результате которых положение раздробленного свода структуры в палеоцен (?) – среднемиоценовых отложениях смещено к северу.

Кроме того, разломы северо-восточного простирания обусловили формирование небольших по размерам приразломных антиклиналей, осложняющих сводовую часть структуры. Это способствовало переформированию первично образованных ловушек в более высокоамплитудные и создало дополнительные пути для их заполнения в результате вертикальной миграции УВ. В пределах структуры выявлены аномалии волнового поля типа «яркое пятно», которые могут быть признаками содержания газообразных углеводородов в верхнеолигоцен-среднемиоценовом подкомплексе (рис. 5).

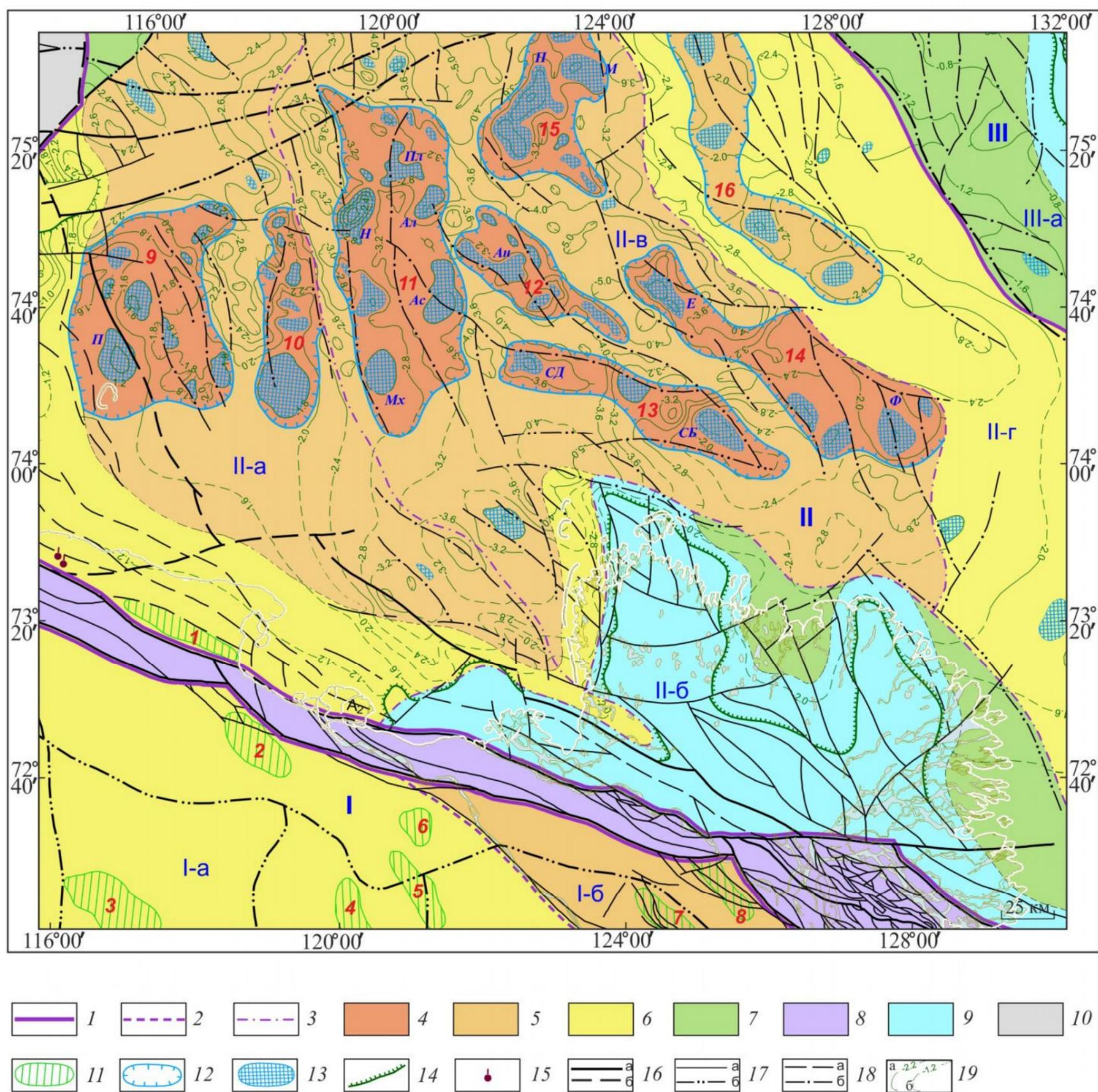


Рис. 4. Схема прогноза нефтегазоносности

(В.В. Нелюбин, В.Ф. Проскурнин, О.Н. Зуйкова, С.И. Шкарубо, Г.А. Заварзина)

1-3 - границы: 1 – провинций, 2 – областей, 3 – районов; 4-10 - ресурсная оценка потенциально нефтегазоносных территорий и акваторий: 4 – наиболее перспективные, 5 – перспективные, 6 – среднеперспективные, 7 – малоперспективные, 8 – возможно перспективные, 9 – с невыясненными перспективами, 10 – бесперспективные; 11-12 - зоны перспективные для обнаружения УВ: 11 – на суше, 12 – на шельфе; 13 – выявленные локальные поднятия в пределах шельфовых зон; 14 – граница выклинивания меловых-палеоценовых отложений; 15 – нефтегазоводопроявления в скважинах; 16-18 - разрывные нарушения: а) достоверные, б) предполагаемые: 16 – шовные разломы (границы трансрегиональных тектонических структур), 17 – региональные, 18 – зональные; 19 – изогипсы по отражающему горизонту «L2»: а) достоверные, б) предполагаемые;

Элементы нефтегазогеологического районирования: I – Хатангско-Ленская ПНГО: I-a – Лено-Анабарская ПНГО, I-б – Оленекско-Нижнеленская ПНГО; II – Самостоятельная Лаптевская ПНГО: II-a – Западно-Лаптевский ПНГР, II-б – Ленский дельтовый ПНГР, II-в – Усть-Ленский ПНГР, II-г – Омолойский ПНГР; III – Новосибирско-Чукотская ПНГП: III-a – Новосибирская ПНГО.

Зоны, перспективные для обнаружения УВ: на суше 1 – Чайдах-Юряхская, 2 – Киринейская, 3 – Уэленско-Хастырская, 4 – Хастахская, 5 – Кираская, 6 – Улахан-Чарчыкская, 7 – Восточно-Келимьярская, 8 – Омугуянская; на шельфе 9 – Песчаноостровская, 10 – Ребековская, 11 – Северо-Трофимовская, 12 – Восточно-Трофимовская, 13 – Мурунтасско-Северодунайская, 14 – Западно-Омолойская, 15 – Мининская, 16 – Центрально-Лаптевская.

Выявленные локальные поднятия в пределах шельфовых зон: П – Песчаная, А – Анастасьевская, Н – Николаевская, Пл – Павловская, Ал – Алексеевская, Ас – Александровская, Мх – Михайловская, П – Петровская, Ан – Аннинская, М – Мариинская, СД – Северо-Дунайская, Е – Екатеринбургская, СБ – Северо-Белкейская, Ф – Федоровская.

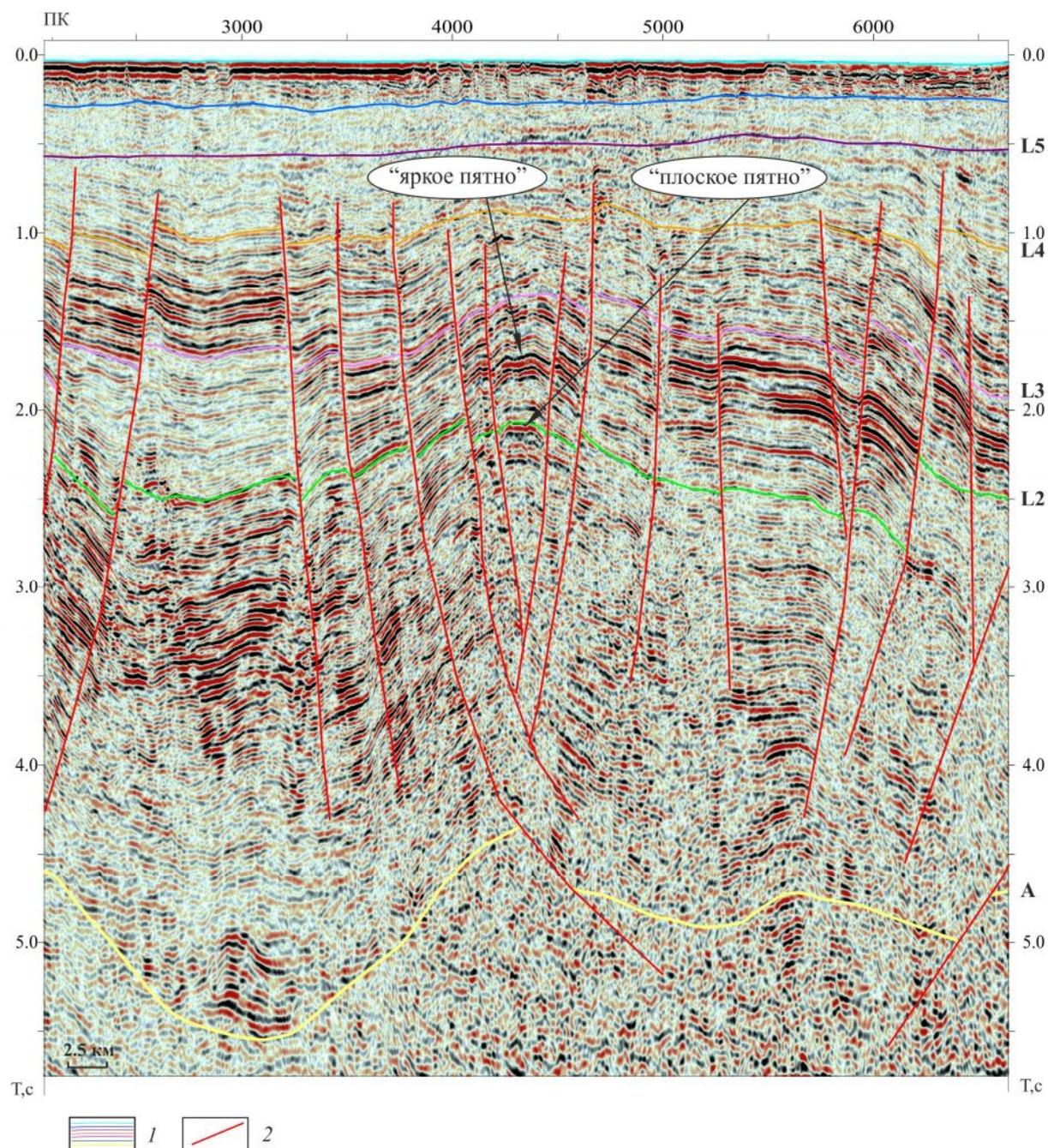


Рис. 5. Современная структура Александровского поднятия
(фрагмент временного разреза по профилю 200513)

1 – отражающие горизонты; 2 – разрывные нарушения.

Во всех вышеуказанных тектонически экранированных ловушках разрывы могли являться либо каналами, либо барьерами для миграции УВ. Поэтому картирование разрывных нарушений имеет принципиальное значение для изучения геометрических параметров объектов. Перспективность таких ловушек может рассматриваться только при наличии мощной, ненарушенной разломами глинистой толщи, перекрывающей их.

Связь между зонами сдвиговых дислокаций и крупными залежами УВ общеизвестна. Со сдвигами связано не только образование крупных структур – первичных ловушек УВ. Сдвиги оказывают заметное влияние и на перераспределение УВ в ловушках: в одних они приводят к перетокам нефти и газа из нижележащих в вышележащие слои, в других обуславливают рассеивание и полное уничтожение залежей УВ.

Литолого-стратиграфические ловушки, приуроченные к фациальным изменениям, не всегда четко распознаются на временных разрезах. Среди них предполагается развитие *ловушек подошвенного прилегания, кровельного срезания и эрозионных врезов* (рис. 6).

Ловушки подошвенного прилегания распространены в основании нижне-верхнемелового-палеоценового ПНГК в Песчаноостровской зоне, расположенной в Притаймырской части шельфа, а также на юге и востоке площади, где отражающие горизонты L1 и L2 последовательно налегают на поверхность складчатого основания. На временных разрезах они картируются по наличию осей синфазности, причлняющихся к отражающему горизонту «А» по схеме подошвенного прилегания (рис. 6). Установлено также, что на крыльях поднятий по направлению от грабенных к вершинам горстов и к сводам горст-антиклиналей происходит сокращение мощности и изменения состава литолого-стратиграфических подразделений нижне-верхнемелового-палеоценового и палеоцен (?) – среднемиоценового ПНГК. В этих комплексах в Песчаноостровской, Ребековской, Северо-Трофимовской и Восточно-Трофимовской зонах наблюдается концентрация локальных структур, расположенных в бортовых частях грабенов, где могут формироваться ловушки прилегания, зоны выклинивания и фациального замещения (рис. 4). В структурном плане эти ловушки приурочены к структурным носам, крыльям и периклиналям локальных поднятий.

Ловушки кровельного срезания приурочены к сводам поднятий, срезанных региональным среднемиоценовым несогласием. Они могут формироваться при размыве сводовых участков структур, и приурочены к их крыльям (рис. 6).

Ловушки эрозионных врезов на сейсмических разрезах выражены ложбинами в рельефе ОГ А на сводах палеоподнятий. Они являются перспективными зонами для поисков залежей УВ, т.к. заполнены аллювиальными русловыми потоками палеорек.

В пределах выступов складчатого основания широко распространены *комбинированные ловушки*, сформированные в результате литогенетических и структурообразующих процессов (рис. 7). Они приурочены к зонам литологического замещения и выклинивания в нижне-верхнемеловом-палеоценовом ПНГК и стратиграфического срезания в палеоцен(?)–среднемиоценовом ПНГК, контролируемым

разломами. Этот тип ловушек определен на основе структурных построений и является наиболее распространенным.

Тип ловушки	Морфологические особенности	Геологическая модель		Сейсмический образ
		в плане	в разрезе	
1	2	3	4	5
ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ	Подошвенного прилегания			
	Кровельного срезания			
	Эрозионных врезов			

Рис. 6. Типы литолого-стратиграфических ловушек по данным МОВ ОГТ 2D

Условные обозначения на рис. 3.

Большинство выявленных локальных объектов объединены в зоны возможного нефтегазонакопления. Все выделенные зоны приурочены к крупным линейно вытянутым в северном и северо-западном направлении поднятиям и горстам: Центральному, Минина, Оголохскому, Исайско-Ребековскому и Трофимовскому. Наиболее благоприятными условиями для аккумуляции и консервации УВ характеризуются Песчаноостровская, Северо-Трофимовская, Мининская, Восточно-Трофимовская и Центрально-Лаптевская зоны, где могут быть представлены ловушки всех основных типов. Они являются первоочередными объектами дальнейших геологоразведочных работ в западной части шельфа моря Лаптевых. Первоочередными локальными объектами для поисков залежей УВ являются крупные поднятия: Петровское, Николаевское, Александровское и др.

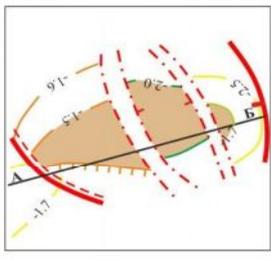
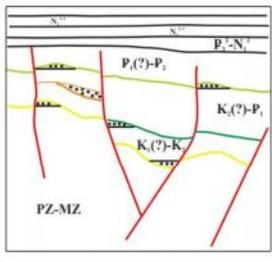
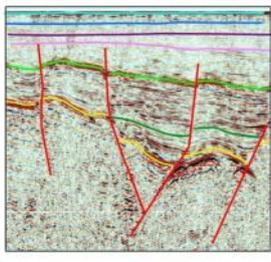
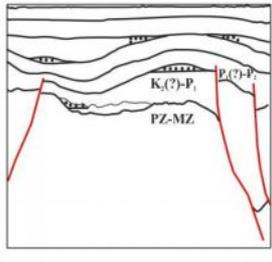
Тип ловушки	Морфологические особенности	Геологическая модель		Сейсмический образ
		в плане	в разрезе	
1	2	3	4	5
КОМБИНИРОВАННЫЙ	Антиклинальные и литологостратиграфические с тектоническим ограничением			
	Облекания, кровельного среза, тектонически экранированные, эрозионных врезов			

Рис. 7. Типы комбинированных ловушек углеводородов по данным МОВ ОГТ 2D

Условные обозначения на рис. 3.

Все ловушки западной части шельфа моря Лаптевых, выявленные по результатам региональных сейсморазведочных работ, характеризуются исключительно сложным строением. Для повышения эффективности поисков и разведки месторождений в процессе дальнейших ГРП необходимо более детальное изучение региона сейсморазведкой 2D и на отдельных перспективных структурах перед бурением - постановки сейсморазведки 3D.

Литература

Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2007. - №3. - С. 3-11.

Гололобов Ю.Н. Диагностическое значение парагенезисов дизъюнктивно-пликативных структур // Известия ВУЗов, сер. Геология и разведка. – 1982. - №12. – С. 41-47.

Зоны нефтегазонакопления окраин континентов. / Под ред. Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинка. - М.: ООО «Геоинформцентр». - 2002. - С. 191-202.

Thurston, Dennis K., Theis Leslie A. Geologic report for the Chukchi planning area, Alaska. Regional geology, petroleum geology and environmental geology. US Department of the Interior MMS, Alaska OSC Region. - Anchorage, Alaska. - 1987. - 193 p.

Zavarzina G.A.

JSC «Marine Arctic Geological Expedition» (MAGE), Murmansk, Russia, zavarzinag@mage.ru

TYPES OF POTENTIAL HYDROCARBON TRAPS AND THEIR AREAL EXTENT IN THE WESTERN PART OF THE LAPTEV SEA SHELF

Recent years have seen the discovery of over 50 local structures on the Laptev Sea shelf. Facies variations and intricate architecture of sedimentary sequences, their partition by displacements of complex kinematics determined the formation of different types of hydrocarbon traps. The evidence obtained from the seismic stratigraphic and seismic facial analysis as well as the structural mapping based on 2-D CDP reflection data has revealed the presence of structural, lithologic, lithologic/stratigraphic and combination hydrocarbon traps. The presented subdivision of hydrocarbon traps provides the basis for more efficient exploration during the early stages of studying exploration targets.

Key words: *sedimentary basin, seismic sequence, displacement, strike-slip, normal fault, reverse fault, horst, graben, hydrocarbon trap, oil and gas play, oil and gas accumulation zone.*

References

Gogonenkov G.N., Kashik A.S., Timurziev A.I. *Gorizonta'nye sdvigi fundamenta Zapadnoy Sibiri* [Horizontal shifts in the basement of Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza*, 2007, no. 3, p. 3-11.

Gololobov Yu.N. *Diagnosticheskoe znachenie paragenезisov diz'yunktivno-plikativnykh struktur* [Diagnostic value of paragenesis of join-multiplicative structures]. *Izvestiya VUZov, ser. Geologiya i razvedka*, 1982, no. 12, p. 41-47.

Thurston, Dennis K., Theis Leslie A. *Geologic report for the Chukchi planning area, Alaska. Regional geology, petroleum geology and environmental geology. US Department of the Interior MMS, Alaska OSC Region. - Anchorage, Alaska. - 1987. - 193 p.*

Zony neftegazonakopleniya okrain kontinentov [Regional oil continental margins]. Editor Yu.N. Grigorenko, I.M. Mirchink. Moscow: ООО «Geoinformtsentr», 2002, p. 191-202.

© Заварзина Г.А., 2012