

## ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗОНАХ ВЫКЛИНИВАНИЯ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕЧОРСКОГО МОРЯ

В.В. Обмётко  
(ИГиРГИ)

Акватория Печорского моря является северным продолжением Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП). Результаты геолого-геофизической изученности акваториальной части, а также данные геолого-разведочных работ (ГРП) в прилегающих районах суши позволяют рассматривать данную территорию как высокоперспективную. Изученность бурением палеозойских отложений в акватории невысока. Всего 4 скважины (1-Паханчская, 5-Приразломная, 1-Бугринская и 1/4-Песчаноозерская) вскрыли нижнепалеозойский разрез в акватории. Однако проведен большой комплекс геофизических исследований Печорского моря. В результате было установлено закономерное продолжение основных структур и литологических комплексов суши в море. Здесь определены основные направления поисков углеводородных скоплений. По аналогии с континентальной частью Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции основной упор делается на поиск нефти и газа в ловушках, связанных со структурами антиклинального и рифогенного типов. Вместе с тем опыт предыдущих лет по освоению ресурсов нефтегазоносных областей суши указывает на целесообразность уже на данном этапе ГРП начать подготовку альтернативных направлений поисков УВ скоплений. К числу их относится и направление поиска залежей в ловушках литолого-стратиграфического класса.

В основу работы положены данные сейсморазведки (ПГО "Севморгеология" и трест "Арктикморнефтегазразведка"), результаты бурения скважин на территории ТПП, а также основные итоги исследований специалистов научно-исследовательских институтов (ИГиРГИ, ВНИИОкеангеология, ТПНИЦ и др.).

### Отложения ордовика

*Нижне-среднеордовикский терригенный комплекс.* В нем выделяются мелководно-морские и лагунно-континентальные отложения нибельской и хореймусюрской свит, представленные песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями конгломератов. Среди песчаных пластов встречаются коллекторы. Значения открытой пористости достигают 16 %, проницаемости – 33 мД (скв. 1-Бугринская).

*Средне-верхнеордовикский карбонатный комплекс.* В нем развиты мелководно-морские отложения. Выделяются баганская и салюкинская свиты, представленные известняково-доломитовыми тол-

щами, а также сульфатно-карбонатно-глинистая пачка мукерской и хорейверской свит.

Коллекторы связаны с пластами безглинистых известняков и вторичных доломитов. Толщина таких пластов варьирует от 1 до 10 м. Они содержат низкоемкие коллекторы порово-трещинного типа. В южных районах ТПП установлена промышленная нефтегазоносность (Среднемакарихинская и Северо-Мастрельская площади). Максимальные значения открытой пористости – 10...12 %. В западных районах ТПП качество коллекторов ухудшается за счет появления глинистой составляющей.

### Силурийские отложения

*Нижнесилурийский карбонатный комплекс* образовался в морских и прибрежно-морских условиях. Выделяются макарихинская, сандивейская и вежская свиты. В их объеме выделяются коллекторские толщи. В условиях обычного залегания коллекторы низкоемкие (пористость – 7...8 %, проницаемость – доли миллиарда), трещинного и порово-трещинного типов. Под влиянием гипергенных процессов в интервале 100...150 м под поверхностью предсреднедевонского, преджьерского и предтиманского размывов сформировались вторичная пористость и кавернозность (пористость – 10...17 %, проницаемость – десятки миллиарда). На суше в таких коллекторах установлены промышленные залежи УВ, экранируемые нижефранской региональной покрывкой (Западно-Командиршорское-2, Верхне-Возейское, Восточно-Колвинское). В морской части ТПП породы нижнего силура вскрыты только скв. 1-Паханчской (Хорейверская впадина), из которой получены непромышленные притоки нефти.

В северных районах Хорейверской впадины прогнозируются зоны среднеемких коллекторов с открытой пористостью 10...15 % и проницаемостью до 100 мД. На морском продолжении Денисовского прогиба и Колвинского мегавала, так же как и на прилегающей суше, прогнозируется развитие низкоемких коллекторов, из-за отсутствия, по всей видимости, зон, подвергшихся гипергенным изменениям. В акваториальной части Малоземельско-Колгуевской моноклинали (МКМ) по геолого-геофизическим данным предполагается зона отсутствия коллекторов.

*Верхнесилурийский карбонатно-глинистый комплекс* представлен мелководно-морскими карбонатно-глинистыми отложениями. Промышленная нефтегазоносность установлена на территории суши (Осовейское, Черпаюское и другие месторождения).

Образование коллекторов приурочено к этапам преобладания морских условий осадконакопления. В верхнесилурийских коллекторах Варандей-Адзвинской структурной зоны (ВАСЗ) открытая пористость изменяется от 7 до 15 %. В северных районах Колвинского мегавала, Денисовской впадины и МКМ установлено отсутствие поровых коллекторов. Морское продолжение Хорейверской впадины в своей южной части содержит низко-среднеемкие коллекторы.

### Девонские отложения

*Нижнедевонский терригенно-карбонатно-глинистый комплекс* – отложения мелководно-морского генезиса. В разрезе установлены отложения лохковского, пражского и эмского ярусов. Для данного комплекса характерны два типа разрезов. В районе Печоро-Колвинского авлакогена (ПКА) это преимущественно терригенные породы. По данным ГИС здесь прогнозируется зона развития низкоемких коллекторов ( $K_n < 7\%$ ) в связи с процессами ожелезнения, глинизации, уплотнения, происходившими в этих породах и отрицательно сказавшимися на их пористости. Второй тип – карбонатно-глинистый – характерен для ВАСЗ и Хорейверской впадины. В данном разрезе в них выделяются зоны развития коллекторов. На морском продолжении ВАСЗ отложения нижнего девона вскрыты скв. 5-Приразломной и 2-Медынь-море. В разрезах выделены осадки наульской свиты, сотчемкыртинского и ови-пармского горизонтов, которые хорошо коррелируются с соответствующими отложениями суши.

В северной части ТПП залежи в нижнем девоне открыты в ВАСЗ и на восточном борту Хорейверской впадины. Основной продуктивный горизонт – пачка пористо-кавернозных, неравномерно трещиноватых известняков и вторичных доломитов. В ВАСЗ – это залежи, приуроченные к высокоамплитудным валам (Сорокина, Гамбурцева, Медынского и Сарембой-Леккейягинскому). На восточном борту Хорейверской впадины нижнедевонские карбонаты выклиниваются под тиманско-саргаевскую региональную покрывку. В этой зоне открыты крупные по запасам месторождения нефти (им. Р. Требса, им. А. Титова, Колвинское). На севере ВАСЗ (на Медынской и Усть-Талотинской площадях) в песчаниках наульской свиты выявлены залежи нефти. На территории суши МКМ залежи нижнего девона отсутствуют. В акваториальной части этой моноклинали по геолого-геофизическим данным прогнозируются низкоемкие коллекторы.

*Среднедевонско-франский терригенный комплекс* сложен морскими и мелководно-морскими осадками. Осадки среднего девона представлены эйфельским и живетским ярусами, верхнедевонские – франским ярусом (яранский, джьерский, тиманский и саргаевский горизонты). Отложения среднего девона – джэра образуют сложный региональный

резервуар и перекрыты тиманско-саргаевской региональной покрывкой.

Промышленная нефтегазоносность комплекса на севере ТПП установлена в Печоро-Колвинском авлакогене и ВАСЗ. В зоне сочленения Печоро-Колвинского авлакогена с Хорейверской впадиной вскрыты залежи в джьерских отложениях франского яруса (месторождения Хорейверское, Инзырейское, им. Ю. Россихина). Западнее, на Командиршорской площади, из яранских песчаников получен промышленный приток газа. Севернее, в скв. 1-Ярейюской и 1-Хыльчююской, вскрыты первые десятки метров среднедевонских песчаников, в которых отмечены нефтепроявления по керну. На севере ВАСЗ в эйфельских отложениях среднего девона открыты залежи нефти (Западно-Лейккейягинское и Мядсейское месторождения), а также в верхнем девоне коллекторами являются низы тиманского горизонта. Это линзовидные пласты песчаников толщиной до 13 м, перекрываемые региональной покрывкой (Седьягинское, Западно-Лейккейягинское и другие месторождения).

Зона среднеемких коллекторов в ПКА выделяется в районе Хорейверского вала (Хорейверское месторождение). В разрезах яранского – джьерского горизонтов на Ярейюской и Хыльчююской площадях до 40 % толщины приходится на песчано-алевритовые породы с пористостью 7...9 %, иногда до 12 % и проницаемость от 0,1 до 100 мД. На севере ВАСЗ выделена зона среднеемких коллекторов ( $K_n = 11\%$ ). В морской части ТПП прогнозируется развитие среднеемких коллекторов.

Тиманско-саргаевские отложения являются единственной региональной покрывкой как на суше, так и в морской части ТПП. Наиболее высокими экранирующими свойствами они обладают в ВАСЗ, Хорейверской впадине и на большей части ПКА. В северо-западных районах ТПП увеличивается количество песчано-алевритовых прослоев, что значительно снижает экранирующие свойства флюидопора (Вискунова К.Г., ВНИИОкеангеология, 2002).

В северной части ТПП во всех НГК осадочного чехла палеозойских отложений, кроме нижне-среднеордовикского, обнаружены залежи УВ. Большинство залежей относятся к литолого-стратиграфическому классу. Они образовались в зонах выклинивания этих комплексов непосредственно под региональную тиманско-саргаевскую покрывку. Примером может служить одна из нижнедевонских залежей месторождения им. А. Титова (залежь D<sub>1-II</sub>), приуроченная к средней части хатаяхинской свиты в восточной части месторождения. Южная и западная границы залежи определяются линией выклинивания всего продуктивного пласта или содержащихся в нем пород-коллекторов под поверхность региональной нижнефранской покрывки, восточная и северная границы контролируются положением изогипсы условного ВНК.

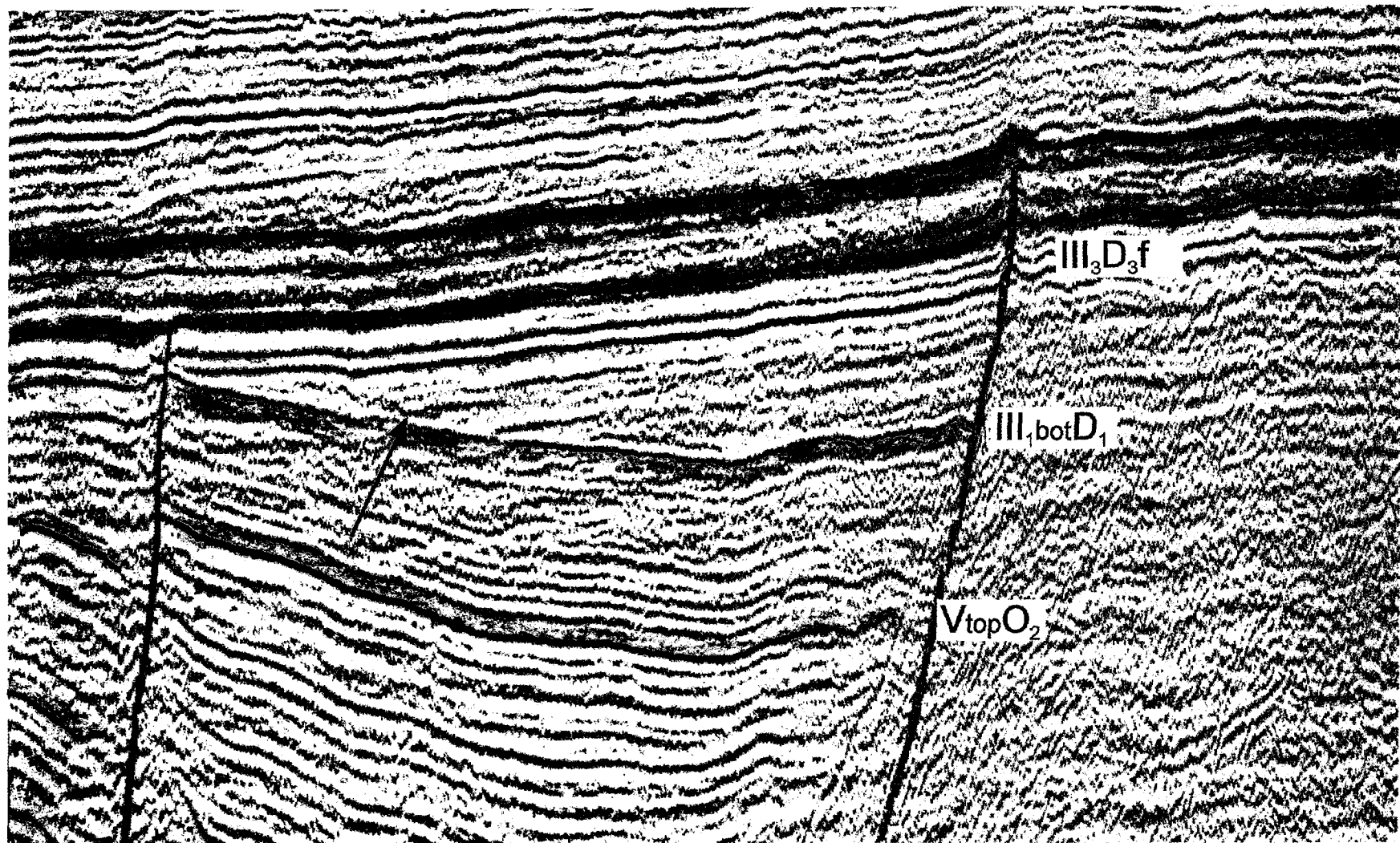
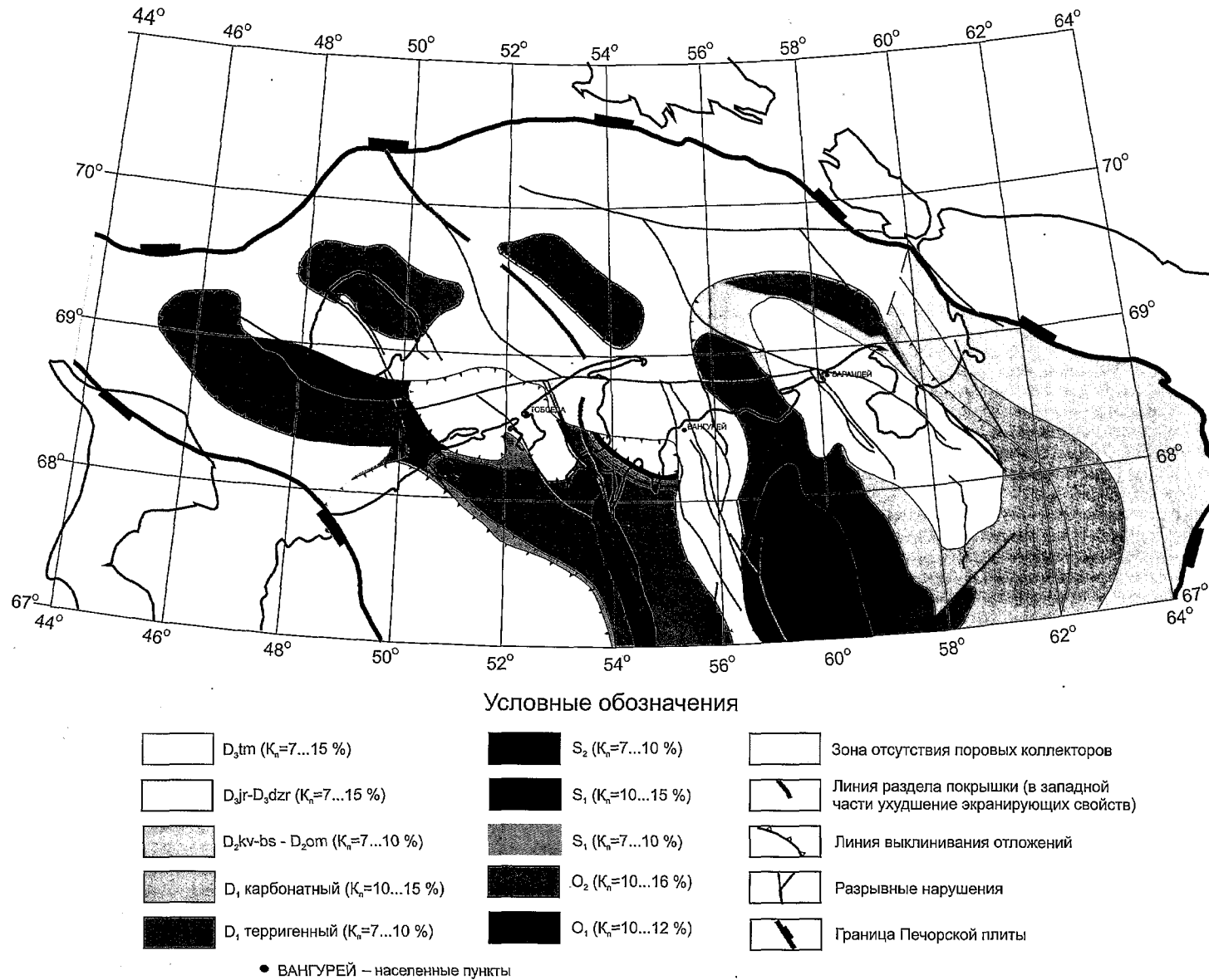


Рис. 1. Фрагмент сеймопрофиля Малоземельско-Колгуевской моноклинали севернее о-ва Колгуев. Зона выклинивания отложений нижнего и среднего девона



**Рис. 2.** Печорское море. Схема выходов доломанских отложений на поверхность раннефранского размыва.  
Составил В.В. Обмётко по материалам К.Г. Вискуновой, В.И. Никонова, Н.И. Богацкого и В.В. Обмётко

На всей территории Печорского бассейна в процессе его раннепалеозойского развития и вплоть до раннефранского времени существовали благоприятные условия для образования подобных ловушек в дотиманском комплексе осадочного чехла. В период с начала рифея и до начала тиманского века верхнего девона весь Тимано-Печорский бассейн, по всей видимости, находился в стадии континентального рифтогенеза. В этот активный тектонический период образовывались линейные структуры рифтогенной природы, разделенные жесткими блоками земной коры. Пониженные участки заполнялись осадками в основном с Балтийского щита, а на приподнятых блоках отложения разрушались в периоды предсреднедевонского и предфранского размывов. В конце среднего – начале позднего девона тектонический режим меняется на синеклизный (общего погружения), и практически вся территория выхода на поверхность разновозрастных отложений Печорского бассейна перекрывается глинисто-карбонатными породами тиманско-саргаевской региональной покрывки. В результате такого тектонического развития и наблюдаем резкие различия в глубинах залегания гетерогенной поверхности дотиманского комплекса на относительно небольших расстояниях и многочисленные зоны выклинивания дотиманских отложений на палеоподнятиях под тиманско-саргаевскую региональную покрывку.

Благодаря резким несогласиям между дораннефранским и среднефранско-раннепермским структурными этажами зоны выхода нижнепалеозойских

пород и их выклинивание под нижнефранскую покрывку хорошо прослеживаются на сейсмических профилях МОВ ОГТ (рис. 1).

По сейсмическим данным с использованием результатов исследований ТПП К.Г. Вискуновой (ВНИИОкеангеология, 2002), Н.И. Никонова, В.И. Богацкого (ТПНИЦ, 2000) и др. была построена схематическая геологическая карта выходов пород нижнепалеозойского комплекса на поверхность предфранского размыва (рис. 2).

В результате проведенных исследований можно выделить перспективные для нефтегазоаккумуляции зоны выклинивания:

яранских и джъерских отложений в районе Русской структуры (море), Болвановского палеоподнятия в ПКА (суша–море) и Большеземельского палеосвода в зоне сочленения ПКА с Хорейверской впадиной (суша–море);

койвенских отложений среднего девона ВАСЗ в сторону Большеземельского палеоподнятия (суша–море);

карбонатных отложений нижнего девона в сторону Большеземельского палеоподнятия в Хорейверской впадине (суша–море);

верхнесилурийских отложений в сторону Большеземельского палеоподнятия в Хорейверской впадине (суша–море);

верхнеордовикских, нижне- и верхнесилурийских, а также среднедевонских отложений в южной части Болвановского палеоподнятия ПКА (Печорская губа, прибрежная зона).

УДК 553.981/.982.2 (260)

## РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОАКУСТИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ ПРИ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИМАНГЫШЛАКСКОЙ АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

А.Н. Скоробогатько, А.В. Никишин, А.Я. Гризык  
(ИГиРГИ)

Открытие новых месторождений нефти и газа в пределах Среднего Каспия позволило по-новому оценить перспективы нефтегазоносности морского продолжения Мангышлака и по-иному взглянуть на Южно-Бузачинский прогиб, его генерационный потенциал, ранее считавшийся весьма незначительным.

Толщина осадочного чехла составляет здесь до 8...9 км, при этом на отложения пермо-триаса приходится большая часть разреза (до 5...6 км). На мезозойско-кайнозойскую часть осадочного чехла (до триаса) приходится до 3500 м (в Южно-Бузачинском прогибе).

Информация о геологическом строении прибрежной части моря была немногочисленной или отсутствовала вообще в связи с трудностями прове-

дения геофизических исследований МОВ в условиях предельного мелководья. Вместе с тем в конце 60-х – начале 70-х гг. прошлого века Лабораторией геологических исследований морских нефтегазоносных областей под руководством В.Ф. Соловьева и Л.И. Лебедева были получены материалы геоакустического профилирования, которые позволяют осветить геологическое строение рассматриваемой акватории до глубины около 2000 м. Для уточнения и более детального изучения морского продолжения Мангышлака упомянутые материалы геоакустического профилирования были переработаны, и в результате получена новая структурная карта по кровле меловых отложений (рисунок).

В структурном отношении в рассматриваемом районе лучше всего выражено морское продолжение