



## НЕПСКО-БОТУОБИНСКАЯ АНТЕКЛИЗА: ИСТОРИЯ ВЫЯВЛЕНИЯ, ГЕОЛОГИЯ, ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ

М. М. Мандельбаум, Г. А. Хохлов, В. А. Кондратьев

(ОАО «Иркутскгеофизика»)

**М. М. Мандельбаум**

Рассмотрено геологическое строение Непско-Ботуобинской антеклизы на юге Сибирской платформы. Составлены обобщенные литолого-акустические модели. Установлены параметры глинизации отдельных пластов. Определены критерии выделения по сейсмической записи глинизации пластов. Построена геолого-геофизическая модель осинского горизонта. В нем выделены сейсмofации: предрифовые, зарифовые и собственно барьерный риф. Выделены четыре перспективные зоны для дальнейших поисков углеводородов. Оценены запасы углеводородов и показаны пути освоения месторождений в пределах Непского свода.

### Введение

В 1986 г. по инициативе академика А. А. Трофимука и его ближайших соратников, ныне академиков А. Э. Конторовича и В. С. Суркова, с участием большого коллектива сибирских геологов и геофизиков вышла в свет монография «Непско-Ботуобинская антеклизы – новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР» [1]. Спустя почти 20 лет трудно назвать другую работу, которая по своему научному прогнозу соответствовала бы этому труду.

Ученым и производственникам удалось объединиться в один коллектив и, несмотря на ведомственную разобщенность, на основе органического слияния опыта, знаний и творческого порыва создать, по существу, уникальный труд. Его значимость далеко перешагнула за рамки научного исследования, и рассматриваемая монография, несомненно, является базовым элементом в намечаемой программе освоения нефтегазовых ресурсов Сибирской платформы. Проводимые все эти годы научные и научно-производственные работы по оценке перспектив нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы постоянно находились в сфере пристального внимания академика А. Э. Конторовича.

В годы, предшествующие перестройке, и впоследствии как в результате проведенных новых геолого-поисковых и геолого-разведочных работ, так и благодаря техническому прогрессу, прежде всего, геофизических исследований представилась благоприятная возможность провести совокупный анализ всех накопившихся данных и обеспечить объективный прогноз ресурсной базы Непского свода и прилегающих участков.

### Геологические и геофизические данные

В современных представлениях о региональной тектонике юга Сибирской платформы в междуречье Лены и Ангары выделяется антеклизы в ее северной части, названная Непско-Ботуобинской. Общее воздымание горизонтов в субмеридиональном направлении

закономерно возрастает к северу, и в ее центральной части выделяется Непский свод.

Непский свод представляется в виде гигантского структурного носа общей площадью свыше 50 000 км<sup>2</sup> (рис. 1). Амплитуда свода с юга на север более 400 м по поверхности нижней терригенной части разреза. С запада на восток отчетливо прослеживается воздымание подсолевых горизонтов, а с востока свод ограничивается системой нарушений байкальского направления. Вместе с тем в рельефе фундамента в этом же направлении выделяется восточный склон выступа. Между поверхностью фундамента и подошвой преображенского карбонатного горизонта располагается толща терригенных отложений, к которой приурочены базисные горизонты нефтегазоносности.

Основные перспективы нефтегазоносности в районе, как и на прилегающих площадях, связываются с венд-нижнекембрийскими терригенными отложениями, залегающими в основании осадочного чехла, а также с карбонатными горизонтами мотской и вышележащих свит: ербогаченским, преображенским, усть-кутским, осинским и др.

Непский свод, выделенный по результатам региональных геофизических работ и глубокого бурения по поверхности фундамента и подсолевой части разреза, представляет собой крупное погребенное поднятие, разделяющее антеклизу в субширотном направлении.

В разрезе выделяются два основных структурных этажа. Нижний (фундамент) слагают различные по составу интрузивные и метаморфические образования, в верхней части значительно выветрелые, разуплотненные и образующие кору выветривания толщиной до 30 м. Верхний (платформенный чехол)

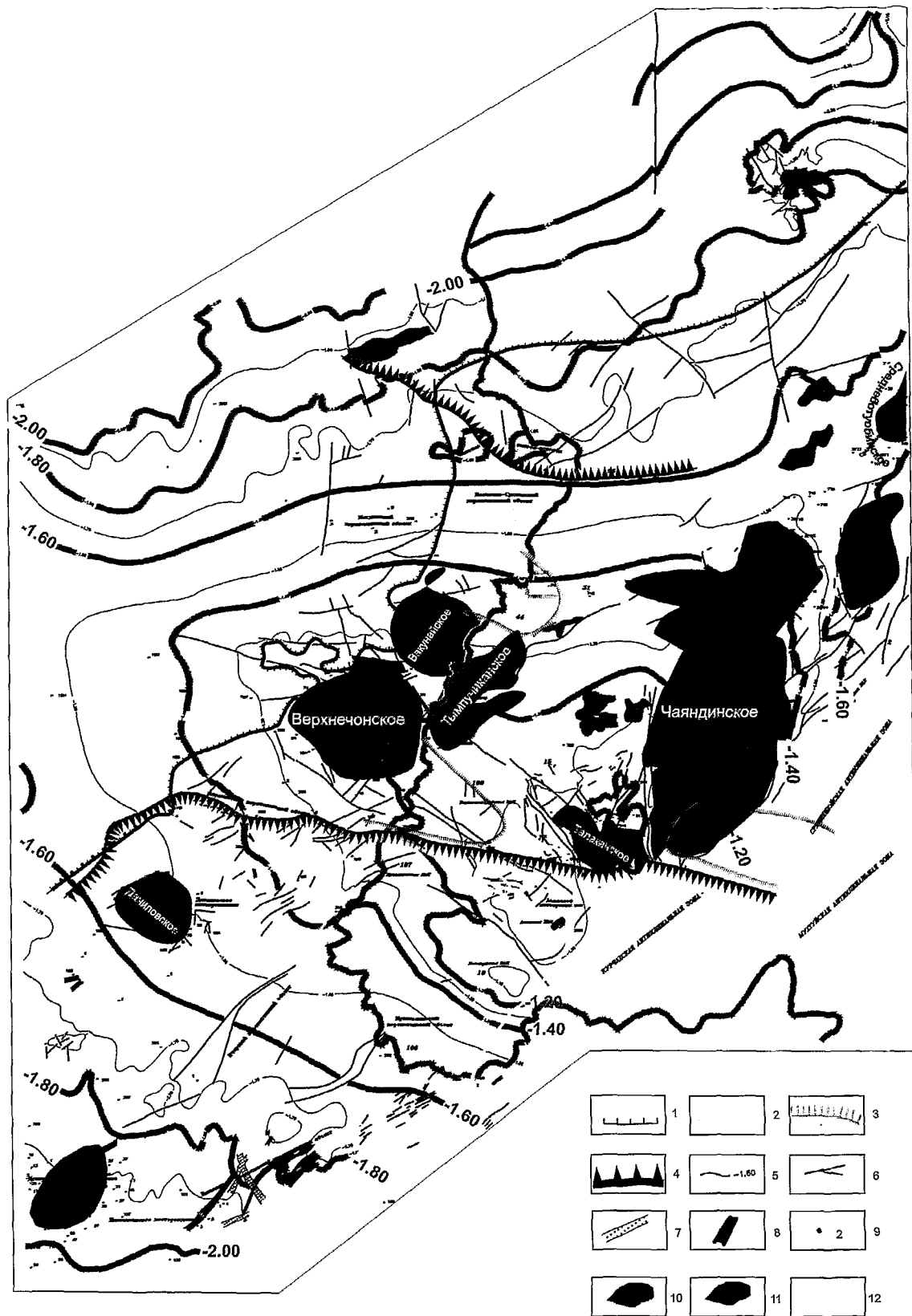


Рис. 1. Прогнозная карта нефтегазоносности центральной части Ненско-Ботуобинской антеклизы (Иркутская область, Республика Саха (Якутия):

1 – граница распространения терригенного коллектора в мотской свите; 2 – линия замещения коллекторов хамакинского горизонта; 3 – границы прогнозируемых зон коллекторов осинского горизонта; 4 – внешняя граница барьерного рифа в осинском горизонте; 5 – изогипсы отражающего горизонта  $M_2$  (КВ); 6 – тектонические нарушения по данным сейсморазведки; 7 – зоны нарушения по данным комплекса геофизических методов; 8 – зоны отсутствия сейсмического материала, связываемые с дислоцированностью осадочных пород; 9 – скважины глубокого бурения; нефтегазовые объекты, в том числе: 10 – месторождения, 11 – подготовленные структуры, 12 – выявленные структуры

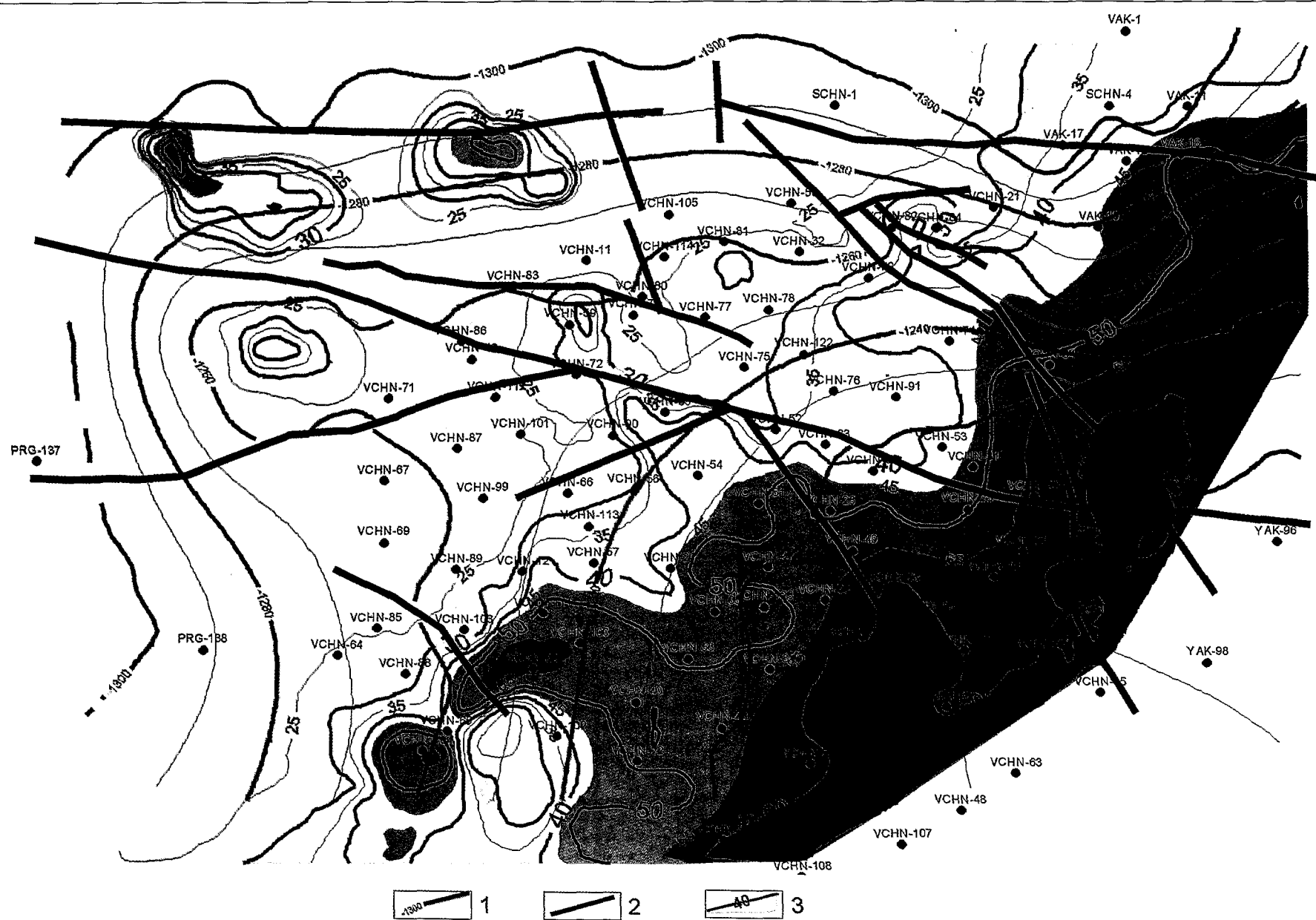


Рис. 2. Верхнечонское месторождение. Геологическое строение подсолевых терригенных отложений нижнемоготской подсыти по данным сейсморазведки: 1 – изогипсы отражающего горизонта  $M_2$  (крыша нижнемоготской подсыти); 2 – разрывные нарушения; 3 –  $Dh$   $M_2$ -F (крыша нижнемоготской подсыти – поверхность фундамента)

сложен осадочными породами, образующими три подэтажа: подсолевой (рифей-венд-нижнекембрийский), галогенно-карбонатный (нижнекембрийский) и надсолевой, представленный отложениями средне-позднекембрийского, ордовикского, каменноугольного и юрского возраста. Толщина осадочного покрова изменяется в пределах 1600...1800 м.

Подсолевые рифей-венд-нижнекембрийские отложения, являющиеся основной нефтегазоперспективной толщей, несогласно залегают на размывтой поверхности кристаллического фундамента. Характер залегания мотских отложений на подстилающих породах фундамента является трансгрессивным и отражает динамику расширения поздневендско-раннекембрийского бассейна седиментации.

Мотская свита подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена терригенными породами – аргиллитами, алевролитами, песчаниками. Толщина подсвиты сокращается в западном направлении от 90...80 до 17...19 м. В грабнях за счет рифейских отложений ее толщина достигает 164 м. В терригенных отложениях выделен продуктивный верхнечонский горизонт, образованный двумя песчаными пластами.

Среднемотская подсвита представлена доломитами, глинистыми доломитами, доломито-ангидритами. Толщина ее выдержана по площади и составляет 81...84 м. В нижней части подсвиты выделен преображенский продуктивный горизонт толщиной 15...20 м, сложенный доломитами и доломитизированными известняками. Его нефтегазоносность установлена в пределах всего свода.

Верхнемотская подсвита – массивные доломиты с прослоями ангидрито-доломитов, реже ангидритов. Толщина подсвиты 128...134 м. В верхней ее части выделяется усть-кутский продуктивный горизонт, сложенный доломитами общей толщиной 50...55 м.

В состав подсолевого структурного этажа входят и низы усольской свиты, где выделяется осинский продуктивный горизонт. Сложен он известняками и известковистыми доломитами толщиной 21...82 м.

Галогенно-карбонатный структурный этаж объединяет основную часть усольской, бельскую, булайскую и ангарскую свиты. Суммарная толщина отложений составляет 1000...1050 м.

Надсолевой структурный этаж включает литвинцевскую, верхоленскую свиты и несогласно залегающие на них каменноугольные (тушамская свита) и юрские (укугутская свита) отложения.

Интрузивные образования на площади закартированы геологической и аэромагнитной съемками на северо-западе и частично юго-западе площади в виде пластовых тел и даек долеритового, микродолеритового состава раннетриасового возраста. Пластовая интрузия долеритов встречена почти всеми скважинами Верхнечонской площади в разрезе ангарской свиты. Толщина силла изменяется от 85 до 128...146 м. В южной и восточной частях Верхнечонского месторождения трапповое тело отсутствует.

Северо-восточнее Верхнечонского месторождения открыто Вакунайское. Нефтегазовое насыщение установлено в верхнечонском (песчаники), преображенском, усть-кутском и осинском (доломиты) горизонтах. Залежь верхнечонского горизонта, так же как на соседнем Верхнечонском месторождении, приурочена к коллекторам, располагающимся в единой зоне трансгрессивного выклинивания песчаников нижнемотской подсвиты. Толщина коллектора составляет 4,5...13,0 м, пористость по данным АК – 9,0...19,8 %. В карбонатных горизонтах эффективная толщина изменяется от 3,8 до 12,0 м (реже до 24 м), коэффициент пористости – от 6 до 13...14 %.

Севернее, на Могдинской площади, породы-коллекторы с нефтегазовым насыщением установлены в преображенском и осинском карбонатных горизонтах. По данным ГИС преображенский горизонт имеет толщину коллектора 4,8...15,0 м при пористости 6...13 %. В осинском горизонте эффективная толщина – 4,6...21,0 м, пористость 6...15 %.

Хотя карбонатные коллекторы характеризуются низкой проницаемостью, по своим емкостным параметрам они не уступают песчаникам. Особенно это относится к преображенскому горизонту, нефтенасыщенность которого отмечается по всей площади Непского свода. Продуктивность скважин, вскрывших нефтегазовые залежи, в них невысока, но после солянокислотной обработки притоки УВ увеличиваются в несколько раз.

Таким образом, развитие коллекторов по всему разрезу нижнего кембрия и прямые признаки нефтегазоносности на соседних площадях, а также общая геологическая обстановка позволяют положительно оценить перспективы нефтегазоносности района.

Верхнечонское поднятие осложнено рядом зон тектонических нарушений, имеющих субширотную, северо-западную и северо-восточную ориентировки. Наиболее крупной является зона Могинско-Ленского разлома, контролируемого цепочкой даек и подтвержденного глубоким бурением. Зоны нарушений находят уверенное отображение в данных грави-, магнито-, электроразведки.

По горизонту Ф (поверхность кристаллического фундамента) ему соответствует выступ фундамента амплитудой до 110 м, вытянутый в северо-западном направлении.

По опорному горизонту  $M_2$  (кровля терригенных отложений) поднятие представляет собой довольно крупную структуру. Уверенное погружение крыльев установлено в северном, западном и южном направлениях.

Вверх по разрезу (до кровли среднебельской подсвиты) наблюдается выполаживание Верхнечонского поднятия. По маркирующим горизонтам ангарской и литвинцевской свит структурный план претерпевает резкие изменения, приводящие к обособлению ряда локальных поднятий и мульд в контуре структуры. Обусловлено это изменением толщин каменных солей и пластовой интрузии долеритов.

На Верхнечонском газоконденсатнонефтяном месторождении промышленные скопления нефти и газа установлены в двух горизонтах: верхнечонском (песчаники) и преображенском (доломиты). Тяготеея к сводовой части крупного Верхнечонского поднятия, продуктивное поле в то же время расчленяется на ряд самостоятельных залежей с литологическими ограничениями и тектоническими экранами.

Базисным продуктивным горизонтом на месторождении является верхнечонский, в котором выделяются два пласта песчаников – ВЧ<sub>1</sub> (верхний), ВЧ<sub>2</sub> (нижний), разделенные аргиллито-алевролитовой перемычкой толщиной 0...24,6 м. Кровлей горизонта является подошва регионально выдержанной пачки аргиллитов толщиной 6,8...10,8 м, которая служит покрывкой для залежи, его подошвой – породы кристаллического фундамента.

В северо-западном направлении базальный пласт ВЧ<sub>2</sub> постепенно выклинивается за счет стратиграфического прилегания к фундаменту на палеосводе. В этом же направлении закономерно выклинивается и опесчанивается глинистая перемычка между пластами ВЧ<sub>1</sub> и ВЧ<sub>2</sub>. Выклинивание глинистой перемычки происходит раньше, чем нижнего пласта ВЧ<sub>2</sub>, поэтому возникает полоса, в которой песчаные пласты ВЧ<sub>1</sub> и ВЧ<sub>2</sub> сливаются в единый резервуар. Толщина верхнего пласта ВЧ<sub>1</sub> характеризуется по площади наибольшей выдержанностью.

Крупным субширотным Могинско-Ленским разломом месторождение делится на центральный и северный блоки, гидродинамически изолированные друг от друга по продуктивным горизонтам.

Преображенский горизонт в районе месторождения имеет повышенную (до 14...16 %) пористость, перекрыт непроницаемой толщей (120...200 м) карбонатных пород, от нижележащего пласта ВЧ<sub>1</sub> отделен терригенно-сульфатно-карбонатными (0...10,4 м) и терригенными, преимущественно аргиллитовыми, отложениями.

Из-за низкой проницаемости пород продуктивность скважин, вскрывших залежи нефти в преображенском горизонте, не превышает 1...2 м<sup>3</sup>/сут, но после солянокислотной обработки приток нефти увеличивается в несколько раз – до 15...25 м<sup>3</sup>/сут.

Из усть-кутского и осинского карбонатных горизонтов в ряде скважин получены в основном непромышленные притоки нефти и газа. Закономерность распространения коллекторов не установлена, но часто они приурочены к зонам тектонических нарушений.

Анализ карты изопахит терригенной части разреза указывает на наличие склона Непско-Ботубинской палеоантеклизы, наклоненного в юго-восточном направлении, в пределах которого выделяется ряд выступов фундамента. Для более точного выделения и оконтуривания зон возможного наличия коллектора использован анализ данных по методике ППР. В результате моделирования динамических параметров выявлены основные критерии наличия коллектора при интерпретации материалов ППР:

– наличие повышенных значений мгновенной амплитуды отражения, приуроченного к кровле терригенных отложений и поверхности фундамента (> 0,5 усл. ед.);

– изменение формы записи сейсмического сигнала в интервале, соответствующем терригенным отложениям;

– наличие повышенных значений относительной скорости ПАК-разрезов по кровле терригенных отложений (> 0,3 усл. ед.).

Для прогноза распространения коллектора песчаных горизонтов использованы карты мгновенных амплитуд и относительных скоростей ПАК. В результате интерпретации выделены прогнозные типы аномалий, соответствующие отсутствию или наличию коллектора для каждого используемого параметра прогноза. Сопоставление аномалий по всем основным критериям позволило выделить прогнозные участки распространения коллектора в терригенной части разреза.

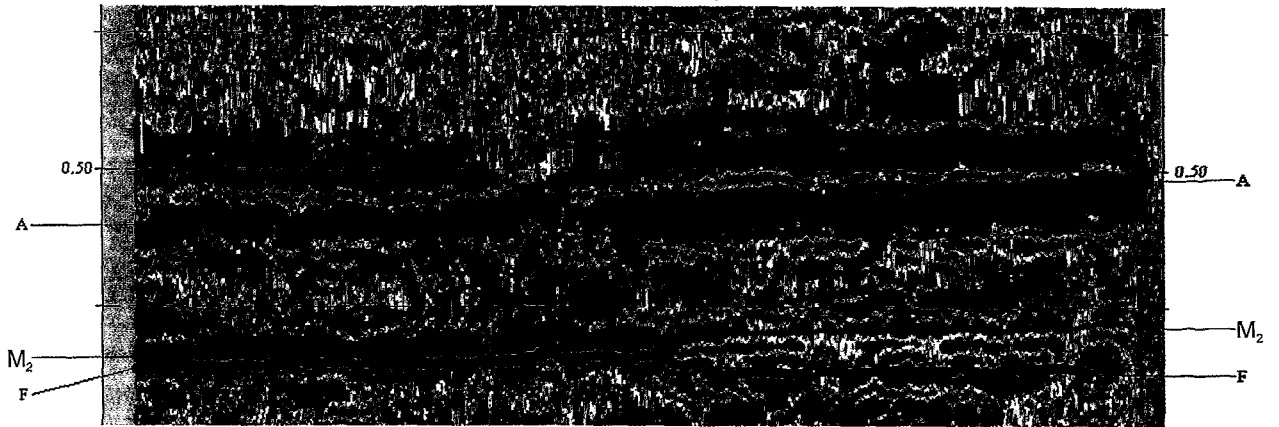
Изменение разности времен между отражающим горизонтом М<sub>2</sub> (кровля нижнемотской подсвиты) и Ф (поверхность фундамента) является важным параметром волнового поля при прогнозе строения терригенных отложений нижнемотской подсвиты. Этот параметр можно легко пересчитать в толщину данного интервала, которая в свою очередь характеризует распределение по площади песчаных пластов. В качестве примера можно привести результаты такого пересчета, выполненного на Верхнечонском месторождении. Представленная карта (см. рис. 2) изменения толщины терригенных отложений нижнемотской подсвиты хорошо согласуется с данными скважин. Она иллюстрирует как региональные особенности трансгрессивного выклинивания терригенных отложений нижнемотской подсвиты, так и локальные особенности строения песчаных тел, слагающих данный интервал разреза. Так, наилучшие коллекторы нижнего песчаного пласта (ВЧ<sub>2</sub>) приурочены именно к намеченным палеоложинам, вдоль которых происходил преимущественный снос кластического материала. По результатам гранулометрического анализа песчаников ВЧ<sub>2</sub> отмечаются низкая отсортированность и грубозернистость осадков.

По данным глубокого бурения, на территории Верхнечонского месторождения в качестве латеральных экранов, осложняющих строение залежей верхнечонского горизонта, выступают зоны глинизации пласта ВЧ<sub>1</sub>. С целью определения наиболее информативных параметров сейсмической записи, характеризующих зоны глинизации в песчаных пластах ВЧ<sub>1</sub> и ВЧ<sub>2</sub>, были проанализированы данные ГИС по ряду скважин с установленной глинизацией пласта. Общими условиями для них являются следующие:

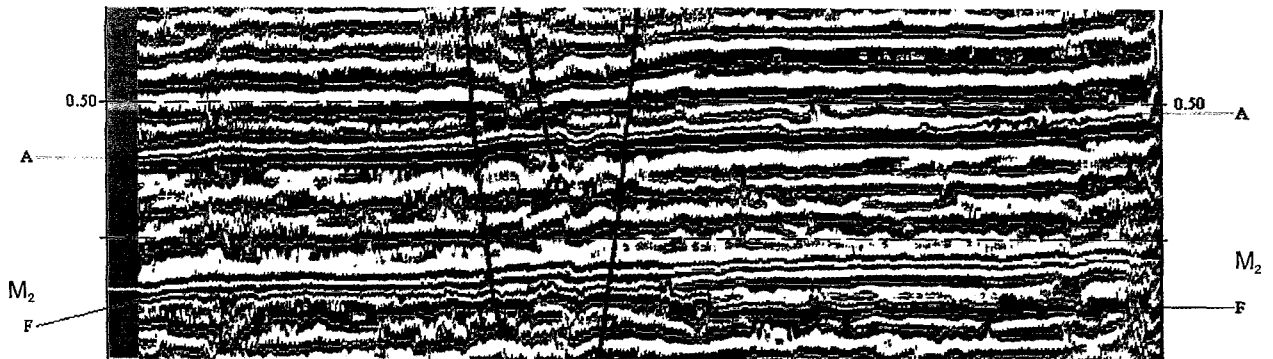
– все скважины расположены в полосе толщин терригенной пачки (с корой выветривания фундамента) 30...45 м;

– локальное сокращение толщин коры выветривания, песчаных пластов ВЧ<sub>1</sub> и ВЧ<sub>2</sub> и соответствен-

### Частота



### Фаза



### Амплитуда

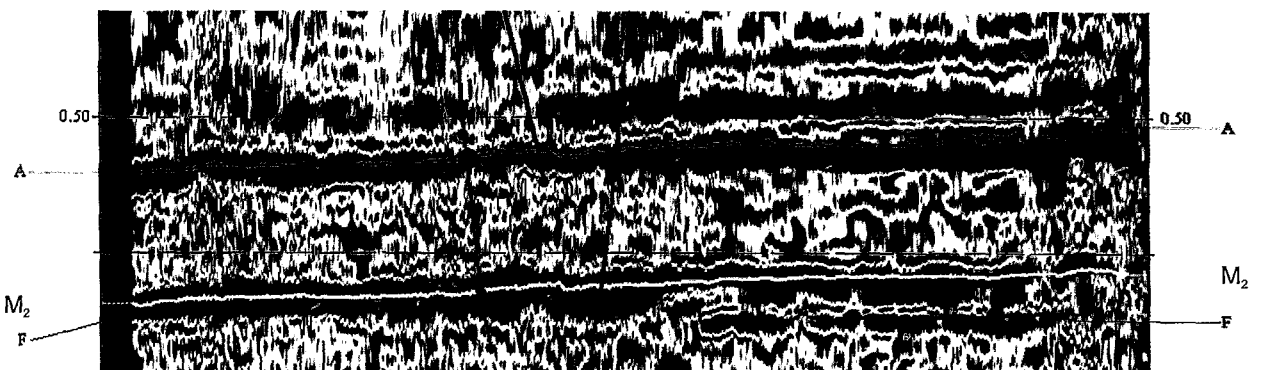


Рис. 3. Верхнечонское месторождение. Разрезы мгновенных характеристик сейсмической записи в зоне сокращения толщины терригенных отложений нижнеомской подсистемы (интервал M<sub>2</sub>-F). (Пр 061186)

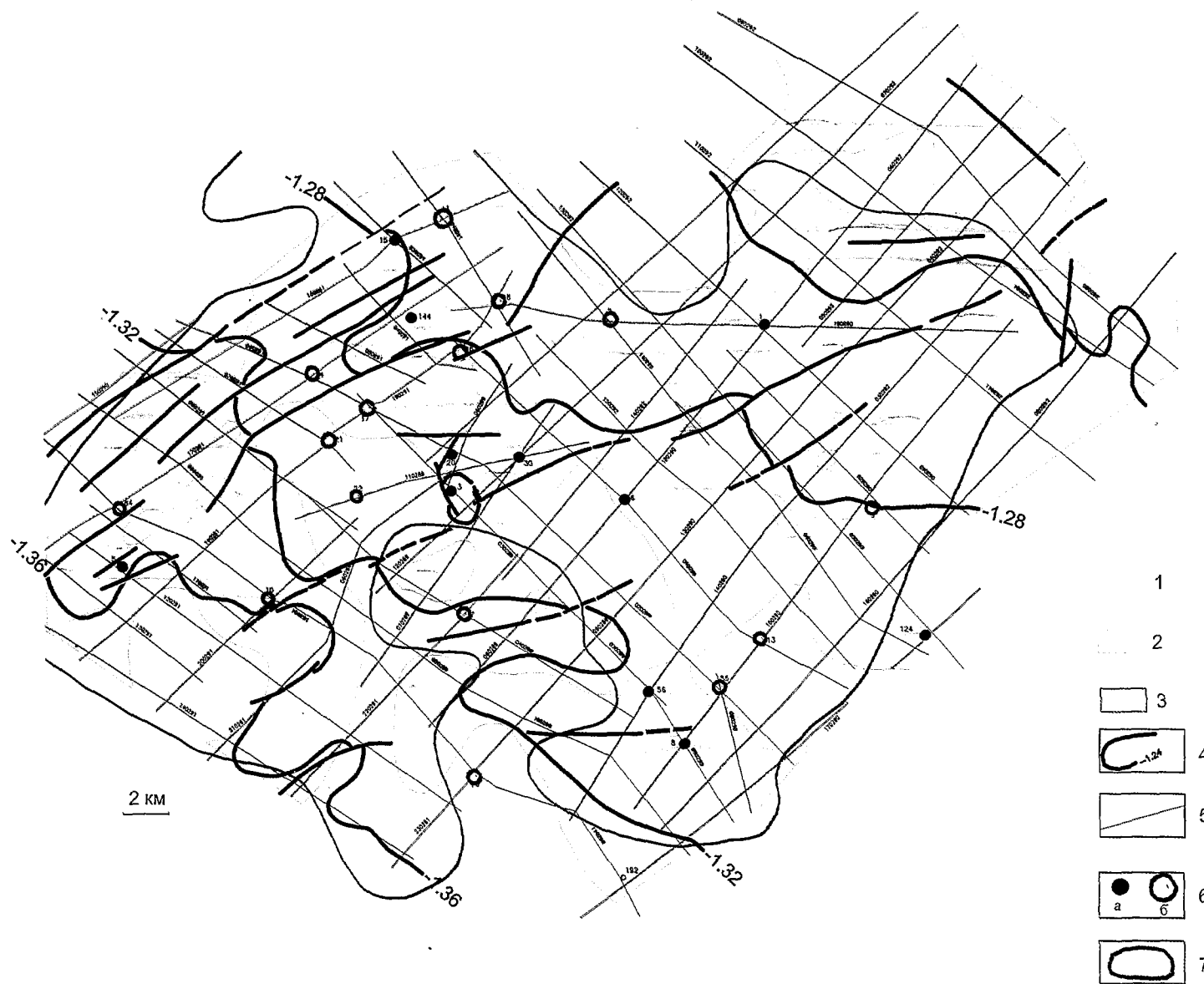


Рис. 4. Даниловское месторождение. Прогнозная схема распространения коллектора в нижнем пласте усть-кутского горизонта по данным сейсморазведки: прогнозные зоны распространения коллектора в нижнем пласте усть-кутского горизонта, в том числе: 1 – наличие коллектора, 2 – неуверенный прогноз, 3 – отсутствие коллектора; 4 – изогипсы отражающего горизонта Б (кровля мотской свиты); 5 – разрывные нарушения по данным сейсморазведки; 6 – скважины глубокого бурения: а – с коллектором в нижнем пласте усть-кутского горизонта, б – без коллектора; 7 – контур Даниловского объекта АТЗ

но общей толщины терригенных отложений с корой выветривания фундамента;

– в пласте ВЧ<sub>1</sub> наблюдаются резкое сокращение толщины песчаников до 0...2 м и увеличение толщины аргиллитов до 8,6...13,6 м;

– аргиллиты замещения характеризуются низкими пластовыми скоростями (3570...3700 м/с) по сравнению с алевролитами и аргиллитами пачки переслаивания в кровле пласта ВЧ<sub>1</sub>.

На основании анализа материалов ГИС были составлены три обобщенные литолого-акустические модели:

– модель – нормальный разрез с толщиной песчаника 8 м в пласте ВЧ<sub>1</sub>;

– модель – уменьшение толщин песчаника до 3 м в пласте ВЧ<sub>1</sub>;

– модель – полное замещение песчаника аргиллитами в пласте ВЧ<sub>1</sub>.

Анализ полученных синтетических трасс и временных разрезов ОГТ позволил выделить четыре критерия на сейсмической записи, достаточно надежно характеризующих условия глинизации пласта ВЧ<sub>1</sub>:

– уменьшение амплитуды отражения, сформированного на кровле пласта ВЧ<sub>1</sub> (А<sub>1</sub>);

– увеличение интервального времени между отражениями М<sub>2</sub> и ВЧ<sub>1</sub> (А<sub>1</sub>);

– уменьшение амплитуды отражения над горизонтом Ф (поверхность кристаллического фундамента) и интервального времени между ВЧ<sub>1</sub> (А<sub>1</sub>) и Ф. При появлении межпластовой перемычки и увеличении толщины пласта ВЧ<sub>2</sub> наблюдается аналогичное изменение интервального времени между отражениями ВЧ<sub>1</sub> (А<sub>1</sub>) и ВЧ<sub>2</sub> вплоть до исчезновения отражения ВЧ<sub>2</sub>;

– уменьшение интервального времени между отражениями М<sub>2</sub> и Ф.

Выделенные критерии глинизации пласта ВЧ<sub>1</sub> были успешно апробированы на экспериментальных материалах поисковых сейсмических работ на Верхнечонском месторождении.

Установленные зоны глинизации пласта ВЧ<sub>1</sub> хорошо увязываются с данными глубокого бурения.

Площадное (3D) картирование локальных зон глинизации выполнено в центральной части Верхнечонского месторождения на проектируемом участке опытно-промышленной эксплуатации. После обработки полевых материалов временные разрезы спрямлялись на уровень горизонта М<sub>2</sub> (палеоразрезы), после чего были получены горизонтальные срезы амплитуд на временах от горизонта М<sub>2</sub> до Ф.

Таким образом, можно констатировать, что в сейсмической записи отраженных волн в интервале продуктивных отложений мотской свиты, кроме традиционных (структурный план, разрывные нарушения), находят отражение некоторые особенности геологического строения слагающих его карбонатных и песчаных пластов. К ним относятся:

– глинизация пласта ВЧ<sub>1</sub>;

– толщина терригенной части нижнемотской под-свиты и базальных песчаных тел (пласт ВЧ<sub>2</sub>);

– улучшение коллекторских свойств усть-кутского горизонта.

При прогнозировании коллектора в песчаниках верхнечонского горизонта были использованы следующие геолого-геофизические данные:

– структурно-тектонические особенности строения площади по отражающему горизонту М<sub>2</sub> (кровля терригенных отложений);

– площадной характер изменения толщины терригенных отложений;

– данные бурения глубоких скважин и ГИС;

– динамические характеристики волнового поля по методике ППР.

Структурный план по кровле терригенных отложений представляет собой моноклинал, погружающуюся в юго-западном направлении со средним градиентом 3,5 м/км. Абсолютные отметки в пределах площади изменяются от 1,47...1,48 до 1,52 км. На этом фоне в районах наиболее контрастных и крупных выступов фундамента по кровле терригенных отложений выделяется ряд структурных носов.

Карта изопакит терригенных отложений свидетельствует, прежде всего, о региональном сокращении их толщины с юго-востока на северо-запад от 60 до 25...30 м. На этом фоне в различных частях свода выделяется ряд локальных участков с сокращенной толщиной пород.

Важной особенностью строения Непского свода является выделение в северной и южной частях зон увеличения толщины осинского горизонта, отождествляемых с рифовыми зонами большой протяженности, где были получены промышленные притоки УВ из этого горизонта. Рядом скважин вскрыта хорошо развитая органогенная постройка. Значительная дифференциация толщин от 21 до 82 м обеспечивает сейсмофациальный анализ осинского горизонта и выделение наиболее перспективных ловушек УВ.

Контрастность в значениях скорости сейсмических волн между горизонтом и перекрывающими (в том числе подстилающими) пластами солей и, кроме того, толщина самого горизонта обуславливают формирование фаз отражений в его кровле и подошве. Это позволило достаточно уверенно проследить площадные изменения толщины осинского горизонта. Характер изменения толщины горизонта неодинаков в различных частях площади. На юге наблюдается довольно устойчивое поле относительно выдержанных наиболее низких значений (30...40 м) его толщины.

Вдоль северной субширотной границы этого поля происходит резкое увеличение толщины горизонта в 2,0...2,5 раза. И затем, по мере продвижения в северном направлении, наблюдается плавное уменьшение его толщины до 40...45 м. В результате в центральной части площади выделяется крупная субширотная зона шириной 11...24 км повышенных толщин осинского горизонта (более 60 м). В ее пределах локализуется ряд изометричных участков с толщиной горизонта более 70 м, в основном примыкающих к южной обрывистой границе зоны. Вдоль

этой границы установлены и максимальные толщины осинского горизонта (более 80 м).

### Геолого-геофизическая модель строения

Выделенные площадные закономерности изменения толщины осинского горизонта с учетом соответствующих им амплитудных изменений отражений от его кровли позволили дополнить точечные данные бурения о зональности слагающих его карбонатных отложений и создать геолого-геофизическую модель органогенной постройки барьерного типа.

Проведенный комплексный анализ данных позволил выделить на площади исследований в осинском горизонте сейсмофации: предрифовые, зарифовые и собственно барьерный риф. Для предрифовой зоны характерны наиболее низкие значения толщин горизонта (20...40 м) при его двучленном строении. Нижняя половина горизонта сложена в основном хемогенными, реже органогенно-обломочными доломитами с небольшой примесью глинистого материала. Каротажные кривые характеризуются несколько повышенными показаниями ГК (порядка 3...4 мкР/ч) и высокими значениями пластовых скоростей (до 6670 м/с). Верхняя его половина представлена глинистыми доломитами, крайне обедненными органическими остатками, с высокими показаниями ГК (до 10...11 мкР/ч), пониженным сопротивлением и низкими скоростями, иногда равными скоростям в перекрывающих их солях. Наличие глинистых доломитов приводит к понижению амплитуд отражения от кровли осинского пласта.

В пределах зарифовой зоны (Верхнечонская площадь) толщина горизонта 40...60 м. В условиях наиболее низких (40...45 м) его толщин развиты преимущественно хемогенные и органогенно-обломочные отложения. По мере увеличения толщин до 50...60 м появляются локальные, мелкие органогенные постройки, сложенные водорослевыми известняками. Хотя в горизонте выделяются три этапа формирования, кривая ГК носит слабодифференцированный характер на уровне 1,5...2,0 мкР/ч. Высокие значения скоростей во всем горизонте обуславливают наибольшую амплитуду отражения в его кровле.

Зона органогенной постройки барьерного типа характеризуется максимальными толщинами осинского горизонта (от 60 до 80...90 м). При этом внутренний склон достаточно пологий, а внешний резко обрывается в сторону предрифовой зоны. Это обуславливает четко выраженную асимметричность разреза поперек барьерной постройки. Кроме того, зона неоднородна по площади: часто наблюдаются отдельные небольшие холмы размером от 7 × 9 до 18 × 20 км с относительно повышенной толщиной горизонта до 70...75 м. Следует отметить вполне закономерную приуроченность фронтальной части барьерной постройки к бровке поднятого блока крупного субширотного нарушения, выступавшего, по-видимому, в качестве края палеошельфа.

Зона имеет трехчленное строение разреза, хорошо видимое на каротажной кривой ГК. В его основании залегают в основном слабоглинистые хемогенные доломиты, имеющие относительно повышенные показания ГК – до 3...4 (редко 5) мкР/ч и пластовые скорости 5700...6450 м/с.

В кровле горизонта залегают пачка с аналогичными каротажными характеристиками, представленная как хемогенными, так и водорослевыми карбонатными отложениями.

Центральная (ядерная) часть горизонта сложена водорослевыми известняками, имеющими наиболее низкие показания ГК (до 1 мкР/ч) и высокие пластовые скорости (6450...6060 м/с). Видимая амплитуда отражения от кровли горизонта по площади зоны носит мозаичный характер. При этом участки с пониженными ее значениями в основном локализируются в пределах выделяемых «холмов».

Контур барьерной постройки, вероятнее всего, не соответствует собственно рифу. Биогенный карбонатный материал, который формировался в рифовой обстановке, в условиях активного гидродинамического режима подвергался постоянному волновому воздействию со стороны открытого моря. Поэтому относительно небольшие участки собственно рифа, по-видимому, сохранились в пределах обширных образований, состоящих из переотложенных с рифов водорослевых отложений, а индикаторами этих отдельных рифов могут служить изолированные участки («холмы») повышенных толщин (более 70 м) в пределах барьерной постройки.

Несмотря на то, что при образовании рифы имели высокую первичную пористость, на последующих этапах литогенеза за счет проявления процессов доломитизации, перекристаллизации, выщелачивания и т. д. происходило окончательное формирование пустотного каверново-порового пространства более сложной конфигурации как в разрезе, так и в плане. Это значительно затрудняет прогноз зон промышленных коллекторов в карбонатных горизонтах.

Таким образом, комплексный анализ геолого-геофизических данных позволяет выделить в осинском горизонте перспективные ловушки УВ, соответствующие органогенной постройке барьерного типа и ограниченные на востоке разрывным нарушением северо-восточного простирания. При этом наиболее перспективными следует считать участки, предположительно соответствующие собственно рифовым телам, где толщина горизонта превышает 70 м.

Перспективность выделенного барьерного тела подтверждается не только данными скв. 150, но и получением промышленных притоков газа и нефти на восточном продолжении этой зоны (Талаканское месторождение, Саха–Якутия).

Обобщая приведенные выше сведения об основных чертах геологического строения Непского свода, надо отметить, что рассматриваемый свод как единая региональная структура характеризуется наличием разнообразных структурно-литологических

ловушек, в том числе расположенных на моноклиналях, и рифовых. Основными базисными горизонтами являются песчаники базальной части разреза. Нефтегазоносность вышележащего преобразованного горизонта отмечается на всей площади Непского свода. Наличие протяженных рифовых зон, несомненно, является важной частью ресурсной базы, которая пока еще слабо изучена и недостаточно оценена. Практически не решена задача выделения высокодебитных участков (например, таких, как Марково, Данилово). Открытие в будущем месторождений на таких участках не вызывает сомнения.

### Оценка запасов и перспективы освоения

В результате поисково-разведочных работ, проведенных за прошедшие три десятилетия в пределах Непского свода в Иркутской области и на территории Республики Саха (Якутия), открыт ряд нефтегазоконденсатных месторождений, которые по запасам относятся к категории крупных и уникальных. Это такие месторождения, как Верхнечонское, Талаканское и Чаиндинское. Суммарные запасы промышленных категорий этих месторождений составляют 400 млн т нефти (извлекаемые) и около 1,5 трлн м<sup>3</sup> газа.

Кроме этих месторождений, открыты, но пока недоразведаны Вакунайское, Тымпучиканское, западный и восточный блоки Талаканского, Алинское и Восточно-Талаканское месторождения.

Достигнутый потенциал по запасам нефти и газа обеспечит прочную сырьевую базу для создания гигантского района по добыче углеводородов, способного изменить экономику региона. При проведении геолого-разведочных работ (ГРП) в регионе может быть получен значительный прирост нефти и газа. Рассматриваемый регион при потенциальных ресурсах в 1 млрд т нефти будет, несомненно, привлекателен для любого инвестора. Для того чтобы подтвердить данный прогноз, необходимо ускоренно провести комплексные геолого-геофизические, регионально-поисковые работы на выявленных перспективных участках.

Все указанные выше месторождения и нефтегазоперспективные площади приурочены к крупному структурному выступу с воздыманием в юго-восточном направлении, на склонах которого в подсолевой части разреза на севере и юге выделяются протяженные зоны биогермных построек. Общая площадь перспективных земель в пределах выступа (Непский свод) более 50000 км<sup>2</sup>, степень разведанности которых не превышает 30 % с учетом всех перспективных продуктивных урвней.

Современные технические возможности и информативность геофизических методов позволяют прогнозировать увеличение сырьевой базы этого региона до 1 млрд т нефти (извлекаемые), что будет служить надежной основой для ежегодной добычи не менее 40 млн т.

Перспективы дальнейших поисков углеводородов приурочены к четырем зонам: двум зонам распространения терригенных отложений и двум зонам развития биогермных образований. **Первая зона (северо-западная)** включает Даниловское (см. рис. 1, 4), Верхнечонское (см. рис. 2, 3), Вакунайское (см. рис. 1), Тымпучиканское (см. рис. 1) месторождения, северо-восточным продолжением которых является Восточно-Сугдинская площадь, раскрывающаяся в сторону Республики Саха (Якутия). **Вторая зона** включает Чаиндинское (см. рис. 1), Восточно-Талаканское и Алинское месторождения. Их юго-западным продолжением являются Пеледуйский и Мулисийские объекты на территории Республики Саха (Якутия) и Ичерский и Рассохинский перспективные объекты на территории Иркутской области. **Третья зона (южная)**, расположенная на южном склоне Непского свода, включает Талаканское (см. рис. 1) месторождение, к западу от которого расположены Верхнепеледуйская площадь, Куландинская АТЗ и Игнянская АТЗ. К востоку от месторождения расположена Восточно-Талаканская площадь. В этой зоне пробурен ряд скважин, в которых получены промышленные притоки нефти и газа. **Четвертую зону (северную)**, находящуюся на северном склоне Непского свода и выделенную по результатам сейсмо-разведочных работ по аналогии с южной, предположительно слагают биогермные образования.

### Заключение

В целом подтвержден научный прогноз [1] о высокой нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы. Приведенные новые данные подтверждают целесообразность продолжения геолого-разведочных работ и последующего промышленного освоения территории. Этот район, безусловно, является одним из главных центров формирования крупной нефтяной и газовой промышленности на востоке России.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР / Коллектив авторов; Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1986. – 244 с.