

связи геологических, геофизических и геохимических исследований.

Здесь как раз тот самый случай, когда надо искать "черную кошку в темной комнате", потому что она там есть. А заблуждения — это тоже путь к истине.

Позиция И. М. Шахновского крайне ортодоксальна и напоминает известное выражение: "Карфаген должен быть разрушен!".

Учитывая нынешнее состояние научных изысканий и принципиальную недоступность экспериментального моделирования глобальных процессов, автор уже неоднократно предлагает (как и здесь) выносить дискуссии по наиболее актуальным пробле-

мам на страницы периодических изданий. Журнал ВНИИОЭНГа "Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений" любезно предоставляет такую возможность.

Не прав был Исаак Ньютон, когда писал: "Я убедился, что не следует сообщать ничего нового, иначе придется тратить все силы на защиту своего открытия". К сожалению, открытия случаются редко и являются собой счастливый миг озарения, а вся остальная жизнь уходит на доказательство.

И все же в поддержку решительного натиска И. М. Шахновского на "органиков" хочется процитировать крылатую фразу Ибн Сабая: "Теория, зашедшая в тупик, открывает блестящие перспективы".

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

УДК 550.83.05

### К МЕТОДИКЕ ПОИСКОВ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В НИЖНЕМЕЛОВЫХ ШЕЛЬФОВЫХ ОБРАЗОВАНИЯХ ЗАПАДА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

**Р. В. Белов, Л. П. Жевлаков**  
(Томский геофизический трест)

Сегодня необходимо признать, что в западной части Томской области, наряду с продолжением детальных исследований главных нефтегазоносных комплексов юрского и позднепалеозойского возраста, все большую актуальность приобретает поиск залежей углеводородов (УВ) в нижнемеловых отложениях.

Как уже отмечалось некоторыми исследователями (Славкин В. С., 2001), в пределах Томской области нефтяные залежи нижнемелового комплекса связаны с резервуарами клиноформного и шельфового типов. Изучение и оценка нижнемеловых нефтяных залежей юго-востока Западно-Сибирской плиты затруднены из-за сложного геологического строения этого комплекса отложений. Это всегда приводило к несоответствию получаемых результатов геологическим особенностям разреза и не позволяло картировать сейсмические отражающие горизонты в нижних частях комплекса, содержащих продуктивные пласты группы Б. Сложности же геологического строения нижнемеловых отложений обусловлены, как правило, формированием их не только при участии тектонических, но и седиментационных факторов. Современные компьютерные обрабатывающие и интер-

В связи с возрастанием в последние годы нефтегазоносного потенциала неокомских отложений изучение их геологического строения становится все более актуальной задачей. Однако результаты исследований этих отложений до сих пор не отвечают геологическим особенностям разреза. Вследствие этого открытие залежей нефти и газа в нижнемеловых частях разреза остается практически случайным. Предлагаемые результаты применения методических приемов их изучения на Соболином месторождении указывают на реальную возможность открытия неокомских залежей УВ на базе соответствующих технологий обработки и интерпретации геолого-геофизических материалов.

Over the last years in connection with the growing of oil and gasbearing potential of neocomian deposits the studying of their geological structure is becoming more and more actual task. However up to now the results of such deposits investigations do not correspond to geological peculiarities of the section. Because of this the discovery of oil and gas pools in lower cretaceous parts of the section is practically an accident. Suggested results of their investigations methods at Sobolynoye field show the real possibilities of neocomian deposits HC discovery on the basis of using corresponding technologies of analysis and interpretation of geologogeophysical materials.

претационные технологии дают возможность выделить достаточно устойчивые отражения в сложном волновом поле нижнемелового интервала разреза, позволяющие значительно уточнить структурно-тектонические модели его продуктивных частей. Рассмотрим возможности поиска и уточнения зон распространения резервуаров шельфового типа в пределах площади Соболиного месторождения.

Соболиное нефтяное месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему осевую часть Соболиного вала. Месторождение открыто в 1966 г. при бурении и испытании скв. Р-171,

вскрывшей промышленную залежь в пласте  $B_{12}$  тарской свиты. К настоящему времени на площади пробурено шесть поисково-разведочных скважин, в пяти из них установлена продуктивность отложений тарской свиты.

В 2002 г. Томский геофизический трест на площади Соболиного месторождения выполнил детализационные работы МОГТ 2D, одной из целей которых была оценка перспектив нефтегазоносности нижнемеловых отложений с картированием зон распространения улучшенных коллекторов, нефтеносных и нефтеперспективных участков по пластам  $B_{13}$ ,  $B_{12}$ ,  $B_{12}^1$ ,  $B_{11}$ ,  $B_{10}$ ,  $B_9$  и  $B_8$ .

К моменту проведения детальных работ добычу нефти вели из пласта  $B_{12}$  (нижний мел, тарская свита), значительные притоки нефти и газоконденсата получены из пластов  $B_{12}^1$ ,  $B_{11}$ ,  $B_{10}$ . При испытании пластов  $B_{13}$  и  $B_8$  отмечены пленки нефти. Пласт  $B_9$  не испытывали.

В настоящей статье представлены результаты методических решений поиска высокодебитных нижнемеловых залежей на примере эксплуатируемого пласта  $B_{12}$ .

Компьютерная обработка сейсмического материала проведена в специализированном комплексе FOCUS на сервере SGI ORIGIN 200. Граф обработки был сформирован таким образом, чтобы максимально ослабить волны-помехи и создать условия для уверенного прослеживания целевых отраженных волн. С этой целью в нижнемеловом интервале разреза проведена объектоориентированная обработка в системах X-STAR и SDS-PC с использованием частотной фильтрации 20...30...100...110 Гц, многоканальной фильтрации в X-T области с адаптацией по горизонтам и усилением спектра частот в области 40...80 Гц.

В рамках выполненных исследований методика картирования зон распространения высокодебитных и высокочемких коллекторов в нижнемеловых отложениях включает следующие этапы:

1. Визуальный анализ временных сейсмических разрезов в интервале отражающих горизонтов ПБЗ (подошва тарской свиты) — ПБ4 (кровля тарской свиты) с изучением изменений амплитудно-частотного состава в этом пространстве.

2. Детальный комплексный анализ данных глубокого бурения, ГИС и сейсморазведки с использованием методики В. С. Муромцева (1984) по расчленению разреза на литологические пакки-ритмы.

3. Построение карт разностей времен ( $\Delta T$ ) между опорными отражающими горизонтами в пределах исследуемого интервала, между отражающими горизонтами от продуктивных пластов и анализ их с позиции характеристики палеорельефа на время формирования продуктивных пластов.

4. Анализ корреляционных связей  $\alpha_{\text{ПС}}$  совместно со значениями  $\Delta T$  для каждого продуктивного пласта и получение уравнений регрессии с целью использования их для палеореконокструкций условий

седиментации, для изучения изменений литологического состава пород, классификации их по классам коллекторов и на конечном этапе — для прогнозирования коллекторов и литологических ловушек УВ.

5. Анализ корреляционных связей толщин продуктивных пластов-коллекторов со значениями  $\Delta T$  и построение карт распределения мощностей в пределах распространения песчаных пластов разреза, карт изменений эффективных толщин, коэффициента пористости пласта, карт нефтегазонасыщенности, проницаемости и других параметров.

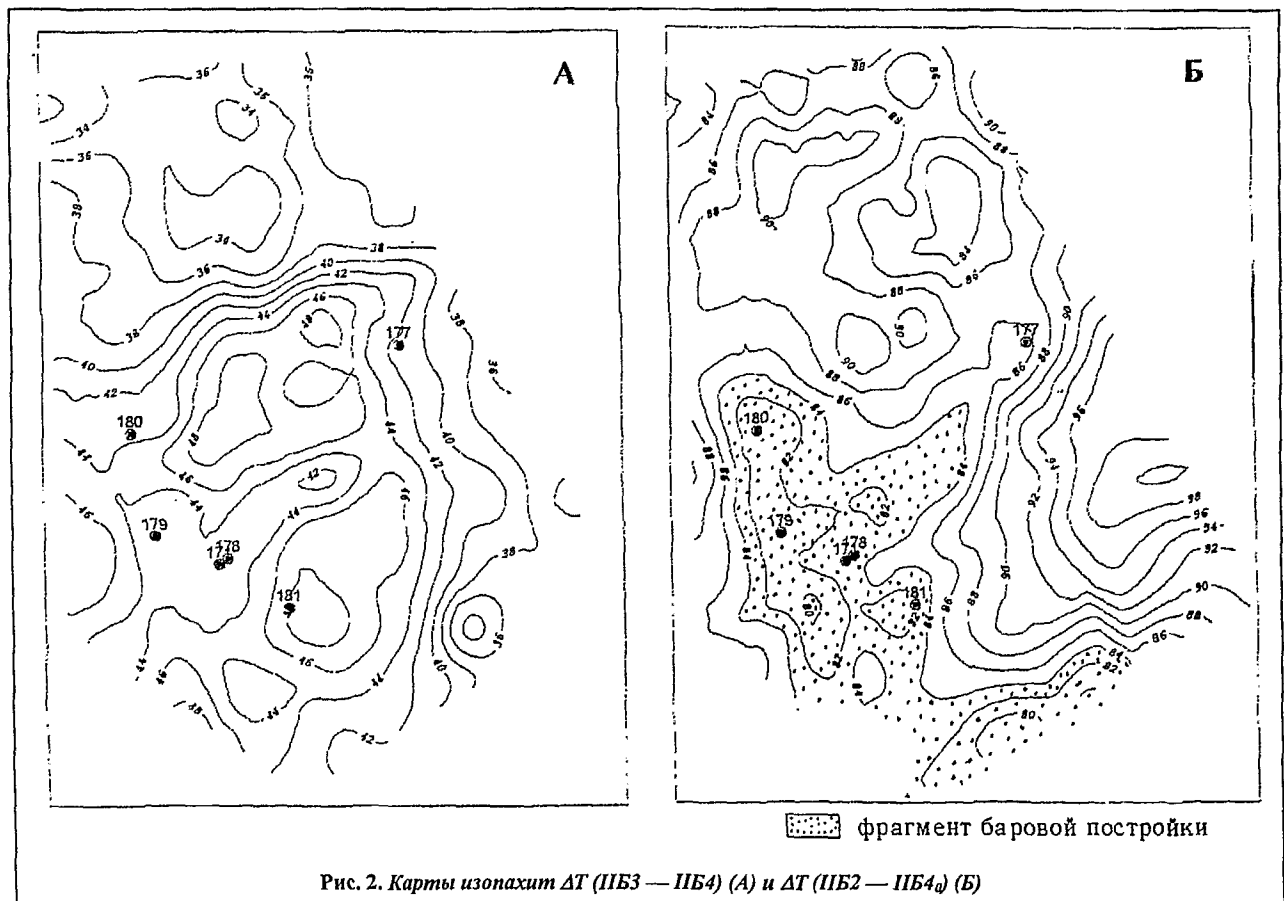
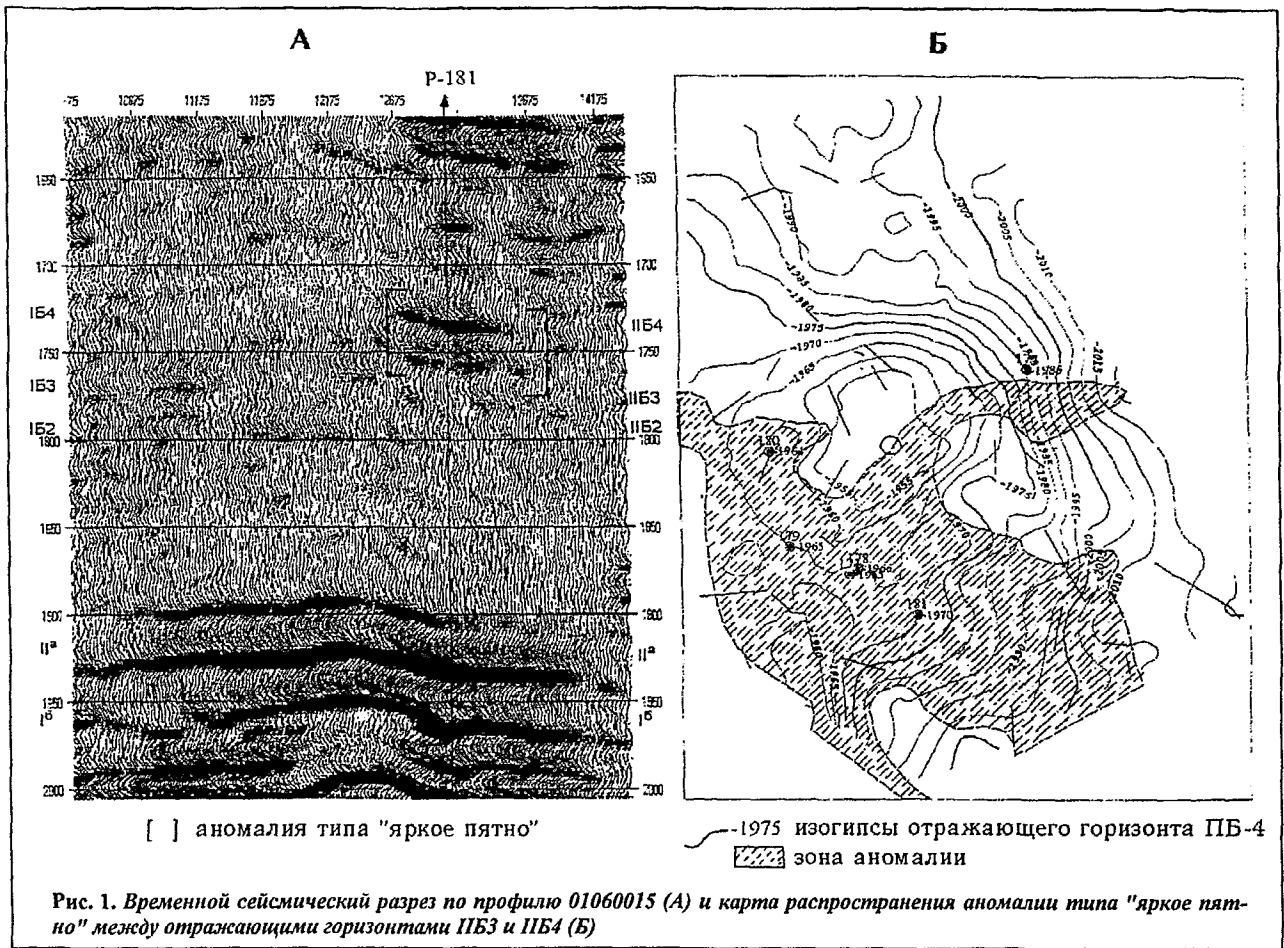
В процессе первого этапа исследований на временных разрезах в интервале тарской свиты была выявлена амплитудная аномалия типа "яркое пятно" (рис. 1, А). Особенно выразительно она проявляется на цветокодированных сейсмических разрезах как субширотного, так и субмеридионального простираний. Аномалия превышает фоновые значения амплитуд отражающих горизонтов ПБЗ и ПБ4 в среднем в 4 раза.

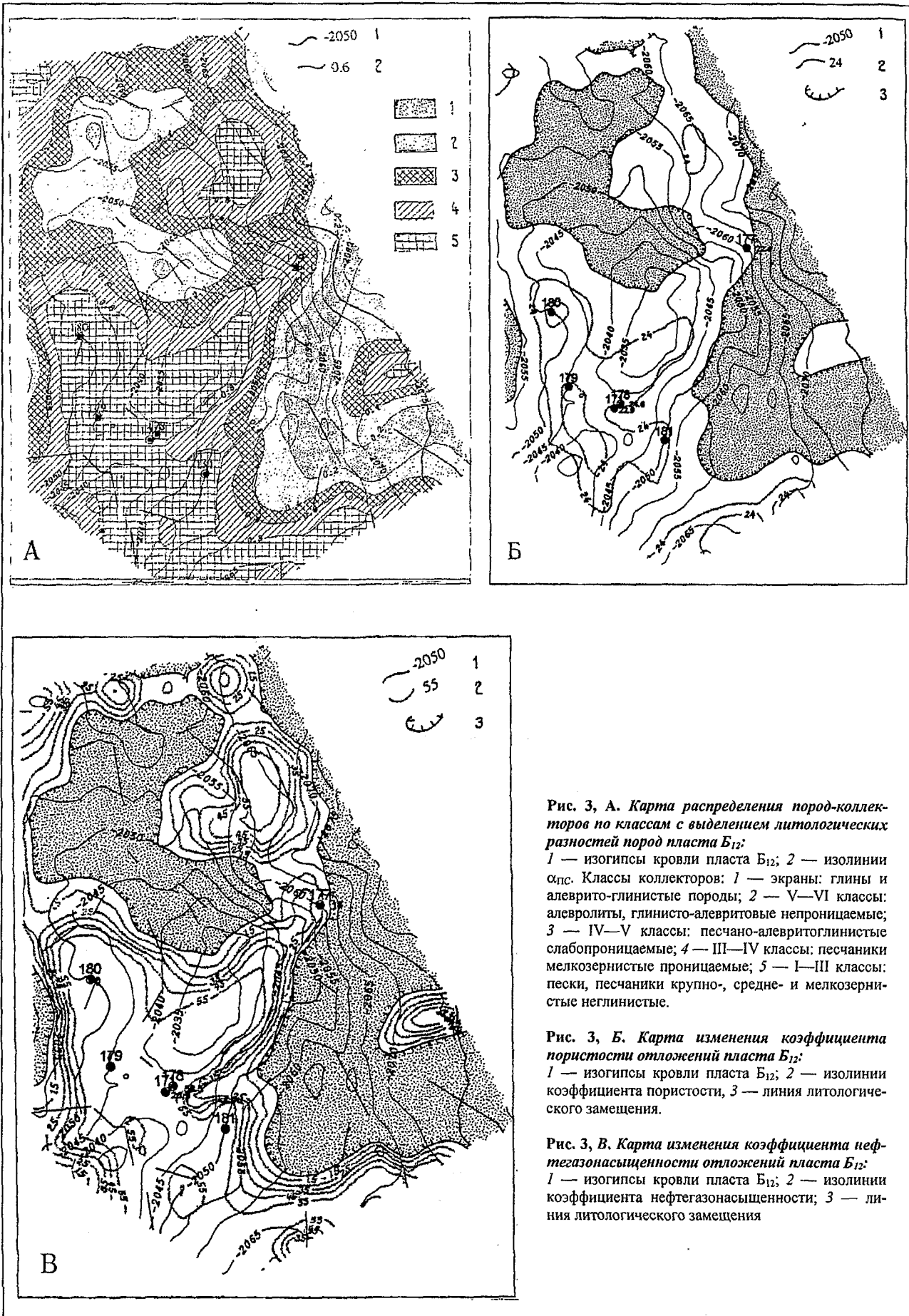
Как известно, существуют три основные причины латерального изменения амплитуды отраженной волны:

- изменение степени зеркальности отражающей поверхности;
- изменение толщины слоя;
- изменение коэффициента отражения.

Первая причина не характерна для осадочных слоев. Она, как правило, наблюдается в кристаллических толщах, например отраженная волна Ф2 (поверхность палеозойских образований). Вторая причина связана с интерференцией отраженной волны от кровли и подошвы слоя или с интерференцией отраженных волн в тонкослоистой пакке. Наиболее вероятной причиной резкого увеличения амплитуды отражения может оказаться третья — связь отраженной волны с контактом типа глина — залежь или глина — песчаная линза (т. е. покрывка — коллектор). Можно также отметить, что в нашем случае аномалия чаще всего приурочена к зонам увеличенных толщин интервала ПБЗ — ПБ4, что также подтверждает ее связь с опесчаниваемостью тарских отложений. Прослеживание этих особенностей позволило локализовать их и представить в виде карты распространения аномалии типа "яркое пятно" (рис. 1, Б). В плане она занимает центральную и южную части площади Соболиного месторождения, простираясь с юго-востока на северо-запад. В пределах аномальной зоны находятся все скважины, вскрывшие залежи УВ, т. е. основным практическим значением карты является возможность сужения области поиска залежей углеводородов в исследуемом интервале разреза.

Далее, имея по скважинам для всех продуктивных и потенциально продуктивных пластов нижнего мела определения параметров нефтеносности, находим зависимости между коэффициентом нефтегазонасыщенности и  $\alpha_{\text{ПС}}$ , коэффициентом пористости и  $\alpha_{\text{ПС}}$ , а также зависимость коэффициента проница-





**Рис. 3, А. Карта распределения пород-коллекторов по классам с выделением литологических различий пород пласта Б<sub>12</sub>:**  
 1 — изогипсы кровли пласта Б<sub>12</sub>; 2 — изолинии α<sub>пс</sub>. Классы коллекторов: 1 — экраны: глины и алевроито-глинистые породы; 2 — V—VI классы: алевролиты, глинисто-алевритовые непроницаемые; 3 — IV—V классы: песчано-алевритоглинистые слабопроницаемые; 4 — III—IV классы: песчаники мелкозернистые проницаемые; 5 — I—III классы: пески, песчаники крупно-, средне- и мелкозернистые неглинистые.

**Рис. 3, Б. Карта изменения коэффициента пористости отложений пласта Б<sub>12</sub>:**  
 1 — изогипсы кровли пласта Б<sub>12</sub>; 2 — изолинии коэффициента пористости, 3 — линия литологического замещения.

**Рис. 3, В. Карта изменения коэффициента нефтегазонасыщенности отложений пласта Б<sub>12</sub>:**  
 1 — изогипсы кровли пласта Б<sub>12</sub>; 2 — изолинии коэффициента нефтегазонасыщенности; 3 — линия литологического замещения

емости от коэффициента пористости. Полученные статистические связи совместно с уравнениями регрессии позволяют построить карты распределения параметров в пределах изучаемой площади Соболиного месторождения.

Карта изопахит  $\Delta T$  (ПБЗ — ПБ4) в совокупности с графиком зависимости толщин пласта  $B_{12}$  от  $\Delta T$  (ПБЗ — ПБ4) дает возможность предположить, что максимальные толщины пласта  $B_{12}$  формировались в центральной и юго-западной частях площади (рис. 2, А). Палеогеоморфологические же условия седиментации, восстанавливаемые по совместному анализу карт  $\Delta T$  (ПБЗ — ПБ4) и  $\Delta T$  (ПБ2 — ПБ4<sub>0</sub>), приводят к предположению, что область распространения увеличенных толщин пласта  $B_{12}$  представляет собой фрагмент баровой постройки, оконтуренной на рис. 2, Б изолинией 84 мс. Характерно, что все продуктивные скважины находятся в пределах ее контура. По графику зависимости  $\alpha_{пс}$  от палеорельефа составляется карта распределения пород-коллекторов пласта  $B_{12}$  по классам с выделением их литологических разностей (рис. 3, А), которая показывает, что и по этим критериям высокочемкие коллекторы следует ожидать также в центральной и юго-западной частях исследуемого полигона. Глинизация же пласта прогнозируется в восточном и северо-западном направлениях. Подтверждение этому получаем и при изучении других не менее важных параметров пласта  $B_{12}$ : коэффициента пористости (рис. 3, Б), коэффициента нефтегазонасыщенности (рис. 3, В), коэффициента проницаемости — все они имеют максимальные значения в тех же частях исследуемой площади.

С учетом всей совокупности распределения значений геофизических параметров пласта  $B_{12}$  построена структурная карта кровли пласта и перспектив его нефтегазонасыщенности (рис. 4). На нее вынесен структурный план кровли пласта  $B_{12}$ , контуры распространения песчано-алевритовых разностей, участки глинизации и абсолютная отметка ВНК. Кроме того, изученные материалы и параметры пласта

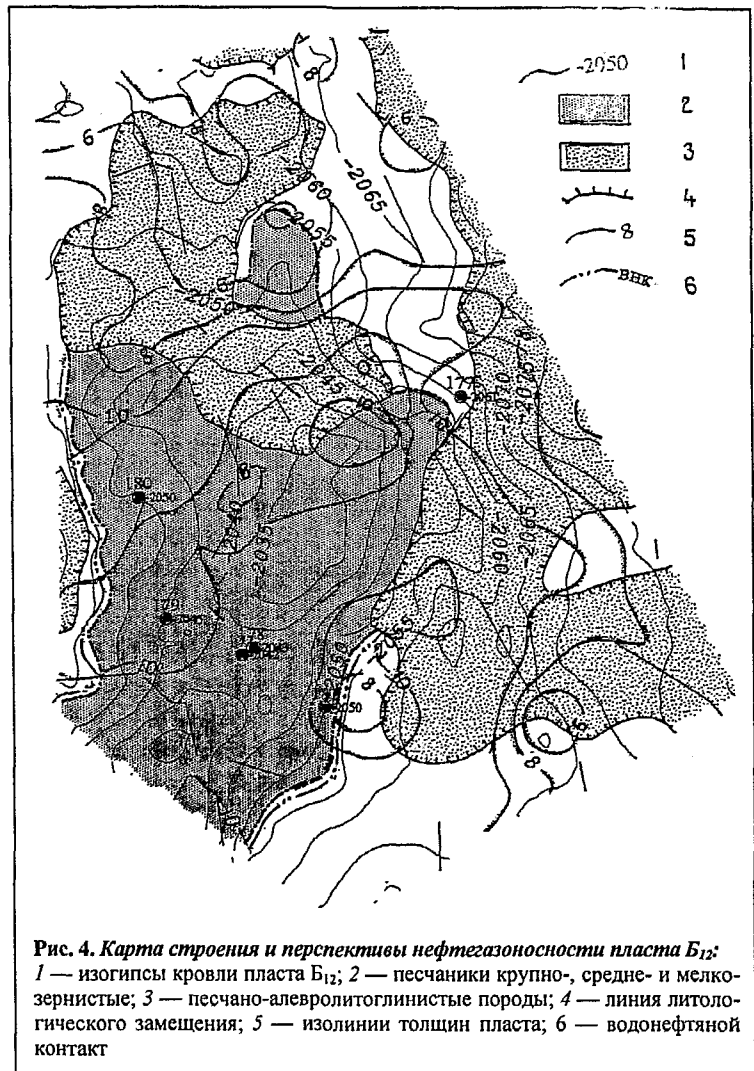


Рис. 4. Карта строения и перспективы нефтегазонасыщенности пласта  $B_{12}$ : 1 — изогипсы кровли пласта  $B_{12}$ ; 2 — песчаники крупно-, средне- и мелкозернистые; 3 — песчано-алевролитоглинистые породы; 4 — линия литологического замещения; 5 — изолинии толщин пласта; 6 — водонефтяной контакт

позволили локализовать структурно-литологическую ловушку и дать рекомендации по бурению куста скважин.

Таким образом, несмотря на всю сложность геологического строения нижнемеловой продуктивной части разреза Соболиной площади, с позиций литологического, тектонического, морфологического аспектов представляется, что решение задачи поиска резервуаров УВ в этих отложениях вполне реально и определяется, скорее всего, соответствующей технологией обработки и технологией интерпретации геолого-геофизических данных.