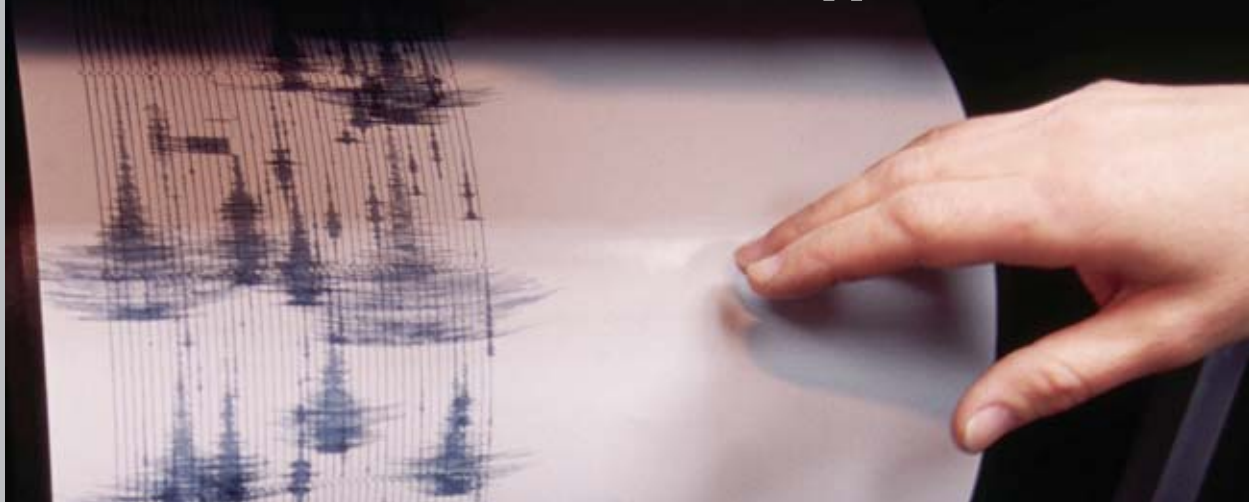


# НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ

ЦУМБАЛЮК Ю.А., ГОЛОШУБИН Г.М.,  
ДУБРОВИНА Л.А.  
ФГУП «ЗапСибНИИГГ»



**Р**аспространение сейсмических волн в пористых средах имеет свои особенности. Направление, связанное с ис-

**Неоднородность на уровне флюидонасыщенного порового пространства (микронеоднородность) обуславливает разные значения плотности горных пород и скорости распространения сейсмических волн**

следованием таких особенностей и их использованием при выделении и локализации зон распространения нефтегазонасыщен-

**Макронеоднородность связана со слоистостью пласта-коллектора в виде переслаивания литологических разностей, отличающихся фильтрационно-емкостными свойствами, характером флюидонасыщения**

ных коллекторов, активно развивается и в России, и за рубежом [2]. В ФГУП «ЗапСибНИИГГ» работы в данном направлении ведутся с середины 1990-х годов. В последние годы при сотрудниче-

стве с Хьюстонским университетом получены решения, позволяющие развивать новые способы выделения пористых высокопроницаемых флюидонасыщенных коллекторов по сейсмическим данным на основе особенностей изменения формы отраженных сейсмических волн в низкочастотной области [5, 6].

При распространении сейсмической волны в пористой неоднородной среде наблюдается поглощение и рассеяние сейсмической энергии. Вследствие этого сейсмический отклик такой среды всегда частотно-зависимый. Если говорить о модели нефтегазонасыщенных пластов-коллекторов, то они могут быть представлены, как минимум, двумя типами неоднородностей: микронеоднородностью и макронеоднородностью, отличающихся друг от друга масштабом. Неоднородность на уровне флюидонасыщенного порового пространства (микронеоднородность) обуславливает разные значения плотности горных пород и скорости распространения сейсмических волн, а также разный уровень затухания сейсмических волн в зависимости от минерального состава горных пород, типа флюидонасыщения и подвижно-

сти флюида в поровом пространстве. Макронеоднородность связана со слоистостью пласта-коллектора в виде переслаивания литологических разностей, отличающихся фильтрационно-емкостными свойствами, характером флюидонасыщения и, как следствие, петрофизическими параметрами. Макронеоднородность может проявляться также в виде зоны перехода одного типа флюидонасыщения в другой без литологических изменений. Примером такой зоны могут служить газо-нефтяной и водо-нефтяной контакты, где в результате флюидозамещения меняются физические свойства горных пород, обуславливая изменение отражающих свойств среды.

Отражение сейсмической волны от макронеоднородностей может быть смоделировано на основе лучевых представлений о волновых распространениях в локально-однородных эффективных средах в предположении независимости от частоты коэффициента отражения плоской волны от плоской непроницаемой границы [1, 2]. Однако, если включить в модель среды микронеоднородности и рассматривать границу между двумя пористыми флюидонасы-

щенными средами как проницаемую, то сейсмическое отражение становится частотно-зависимым [3, 4, 7]. В случае проницаемой границы коэффициент отражения плоской продольной волны в асимптотическом разложении может быть записан в виде [9]:

$$R = R^0 + R^1 \sqrt{\varepsilon} + o(\sqrt{\varepsilon}), \quad (1)$$

где  $R^0$  — частотно-независимый нулевой член, совпадающий с коэффициентом отражения от границы в эквивалентной модели при условии, что граница непроницаема (коэффициент отражения нулевого порядка);  $R^1$  — величина, отображающая соотношение подвижности флюида, сжимаемости флюида и скелета горных пород по разные стороны от отражающей границы (коэффициент отражения первого порядка);

$$\varepsilon = i \frac{\rho_f k \omega}{\mu}$$

частотно-зависимая компонента, включающая в себя плотность флюида  $\rho_f$  и его вязкость  $\mu$ , проницаемость резервуара  $k$ , угловую частоту сейсмических колебаний  $\omega$  и мнимую единицу  $i$ , определяющую фазовую характеристику отражения.

Полагая, что модель пласта-коллектора (резервуара) может быть представлена как тонкослоистая пористая флюидонасыщенная пачка с непроницаемой кровлей и подошвой и проницаемыми границами между тонким пропластками внутри пачки, для расчета амплитуды отражения от резервуара необходимо учесть частотно-независимые коэффициенты отражения от кровли и подошвы, а также частотно-зависимые коэффициенты прохождения, поглощения и отражения на тонких проницаемых слоях внутри резервуара. Формула расчета сейсмического отклика для слоистой модели резервуара может быть представлена в асимптотической форме, подобной для границы (1), с той лишь разницей, что первое слагаемое в правой части уравнения тоже становится частотно-зависимым:

$$R(\omega) \approx R^0 [1 - e^{-i\omega \Delta t - \alpha(\omega)}] + \sum_{n=1}^N R_n^1 \sqrt{(i\omega \rho_f k_n / \mu)} e^{-i\omega \Delta t_n - \alpha_n(\omega)}, \quad (2)$$

где  $R^0$  — коэффициент отражения нулевого порядка от кровли резервуара,  $\omega$  — круговая частота сейсмических колебаний,  $\Delta t$  — временная толщина резервуара,  $\alpha(\omega)$  характеризует потери энергии Р-волны при ее двойном про-

хождении резервуара (от кровли резервуара до его подошвы и обратно),  $N$  — количество проницае-

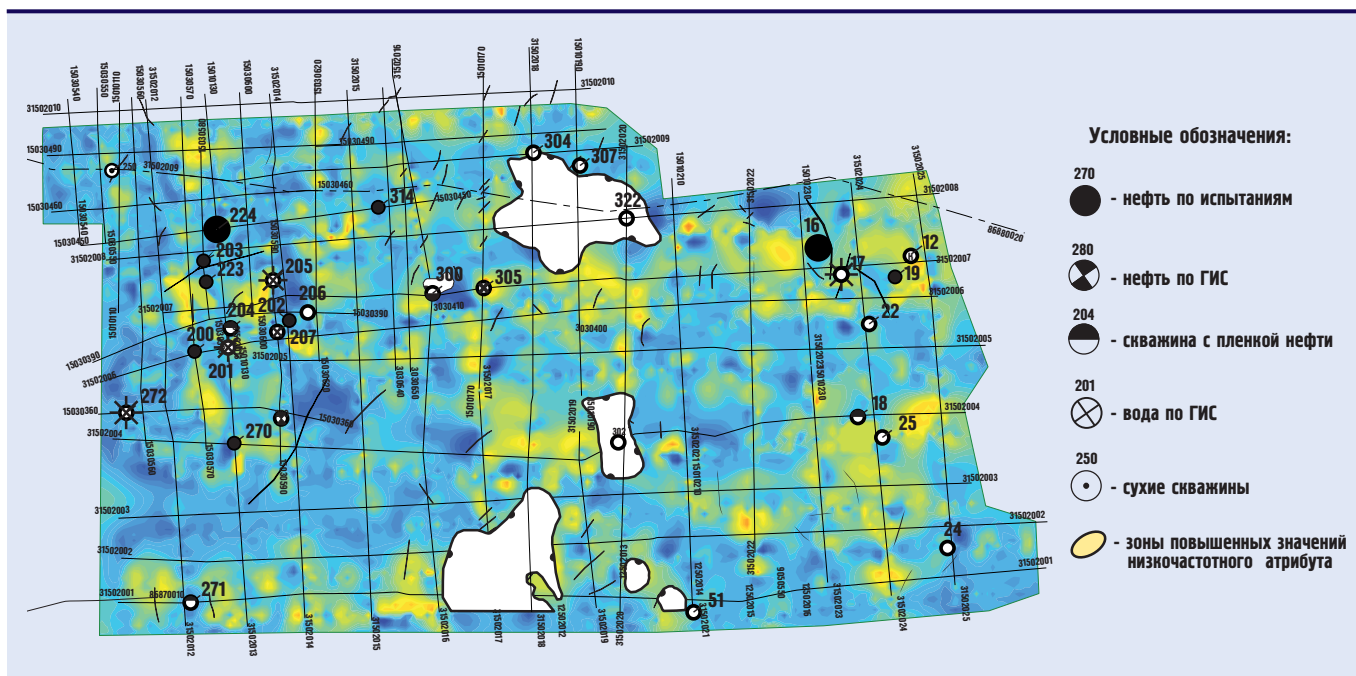
### Модель пласта-коллектора может быть представлена как тонкослоистая пористая флюидонасыщенная пачка с непроницаемой кровлей и подошвой и проницаемыми границами между тонким пропластками внутри пачки

мых тонких пропластков (линз) внутри резервуара,  $R_n^1$  — коэффициент отражения первого порядка от  $n$ -ой линзы,  $\Delta t$  и  $\alpha_n(\omega)$  — временная задержка и коэффициент затухания для  $n$ -ой линзы.

### С середины 1990-х годов накоплен большой положительный опыт использования частотно-зависимого анализа сейсмических данных на поисковых и разведочных стадиях геологоразведочных работ

Частотная зависимость модельного отклика резервуара (2) свидетельствует о том, что сейсмические атрибуты, вычисляемые через спектрально-временные преобразования, могут быть эффективным средством опреде-

Рис. 1. Карта низкочастотного атрибута, полученного в результате частотно-зависимой обработки



ления мощности пласта-коллектора, выявления его углеводородонасыщения и потенциальной продуктивности.

### В основу методики частотно-зависимой обработки был положен принцип выделения энергетических характеристик низкочастотных составляющих отраженных сейсмических волн

Модель (2) стимулирует практическое использование различных частотно-зависимых сейсмических атрибутов. Например, выявление локального аномального затухания волны [2, 3], либо амплитудной аномалии на низких частотах [5], может служить инструментом обнаружения нефтегазонасыщения в пласте-коллекторе,

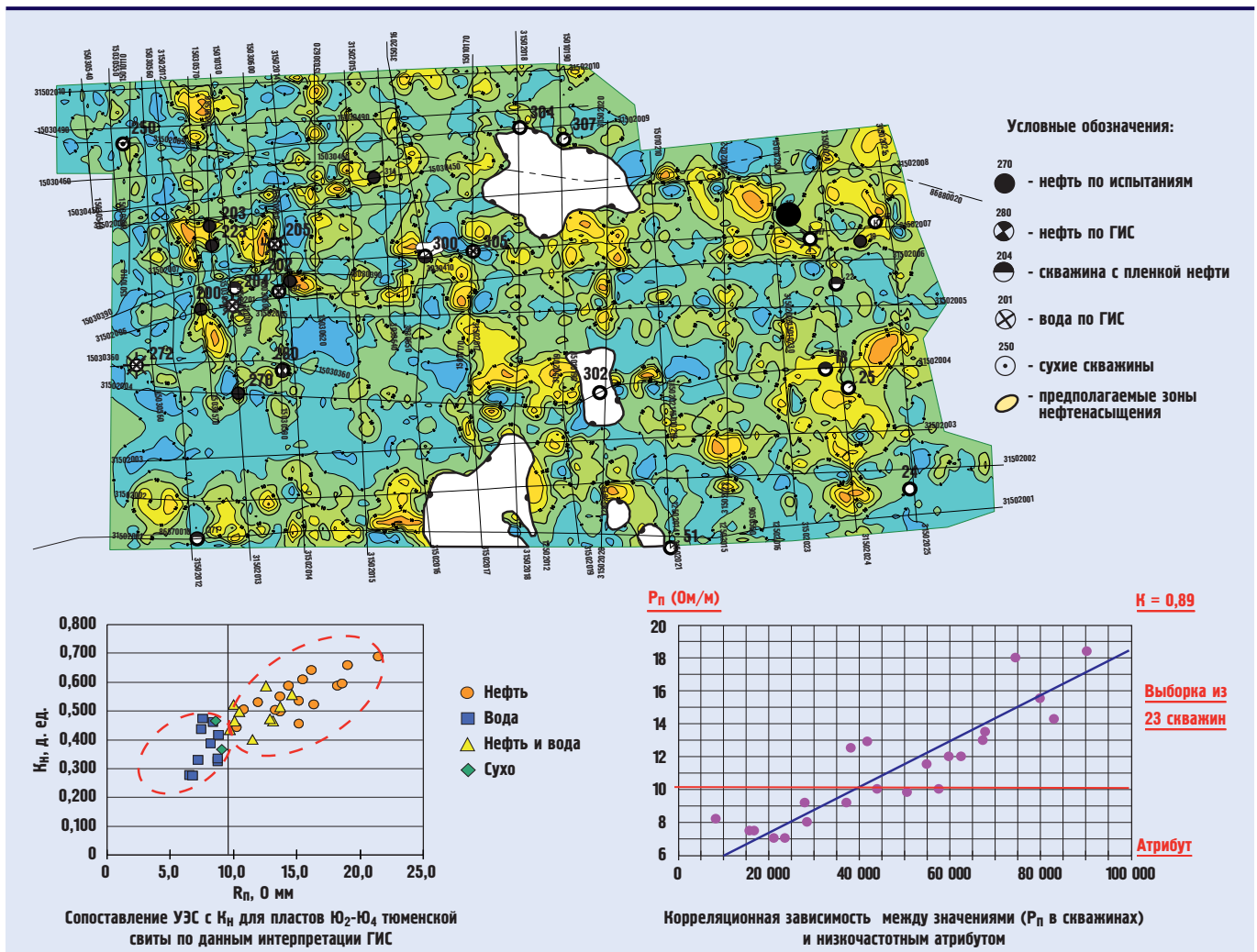
а атрибуты, базирующиеся на расчетах отношения энергии отражения в различных частотных окнах [2, 8], и низкочастотные сейсмические атрибуты [4, 6] позволяют в комплексе с ГИС получить информацию о средневзвешенной проницаемости резервуара.

С середины 1990-х годов накоплен большой положительный опыт использования частотно-зависимого анализа сейсмических данных на поисковых и разведочных стадиях геологоразведочных работ. За эти годы данная методика широко применялась на территориях Западной и Восточной Сибири, в Тимано-Печорском регионе, на шельфе Сахалина. В основу методики частотно-зависимой обработки был положен принцип выделения энергетических характеристик низкочастотных составляю-

щих отраженных сейсмических волн на базе вэйвлет-преобразования суммарных временных разрезов в истинных амплитудах. В качестве сейсмических флюидных атрибутов, нацеленных на прогноз возможных зон нефтегазонасыщения, использовались низкочастотные сейсмические аномалии вэйвлет-образов. Результаты частотно-зависимой обработки представлялись в виде разрезов сейсмических флюидных атрибутов в интервалах перспективных объектов, а также в виде прогнозных карт по исследуемым пластам.

Ниже, в качестве примера успешного использования методики частотно-зависимого анализа для прогноза зон нефтегазонасыщения, приводятся результаты исследования на одной из площадей юга Тюменской области.

Рис. 2. Прогнозная карта удельного сопротивления





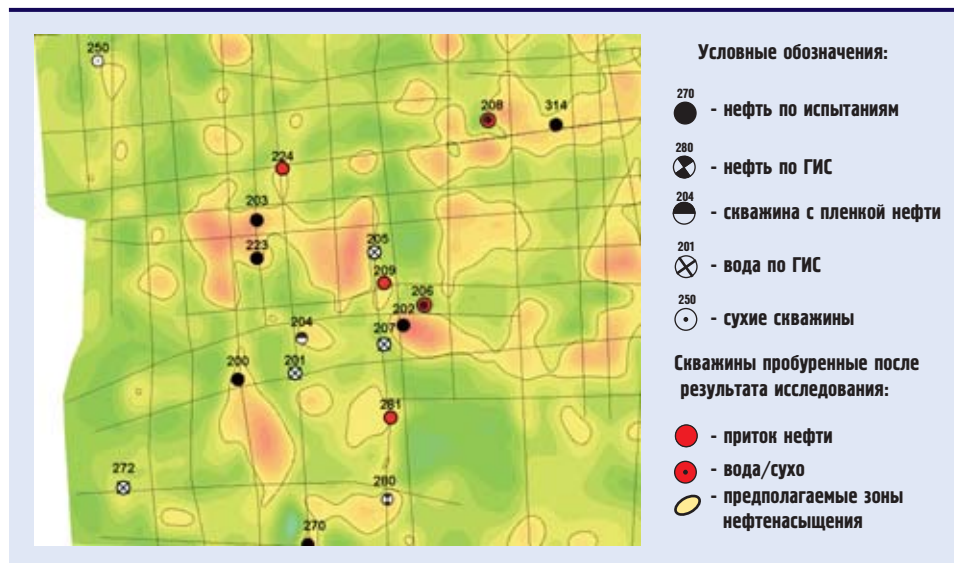
Интервал изучения представлен отложениями нефтегазоперспективных пластов верхнего отдела средней юры ( $Ю_3-Ю_4$ ). На основе использования методики частотно-зависимой обработки была получена карта низкочастотного атрибута (рис.1). Визуальный анализ результатов показывает, что продуктивные скважины сосредоточены в зонах повышенных значений атрибута, а скважины, не давшие притока (сухие или водоносные), контролируются его пониженными значениями.

На качественном уровне полученные результаты показывают хорошую сходимость сейсмических и скважинных данных. Для количественной оценки схожести были привлечены данные интерпретации геофизических исследований в скважинах, в частности, коэффициент нефтенасыщения ( $K_n$ ) и удельное сопротивление ( $\rho_n$ ), которые наиболее однозначно характеризуют флюидное насыщение изучаемых пластов. Комбинация этих двух параметров позволила на основе кроссплота рассортировать скважины, давшие притоки нефти, и непродуктивные скважины на две области (рис.2). Облако значений, в которое попадают продуктивные скважины, имеет величину удельного сопротивления  $\rho_n$  более 10 Ом и коэффициента нефтенасыщения  $K_n$  более 0,45. Водоносные и сухие скважины укладываются в показатели  $\rho_n$  менее 10 Ом и  $K_n$  менее 0,48.

Надежным критерием оценки нефтенасыщения пластов  $Ю_{3-4}$  является значение удельного сопротивления  $\rho_n$ , превышающее 10 Ом. На основе корреляционной связи низкочастотного сейсмического атрибута и удельного сопротивления с высоким коэффициентом корреляции, равным 0,89 (рис.2), была рассчитана по сейсмическим данным прогнозная карта  $\rho_n$ , которая не только подтверждает нефтегазоносность уже открытых залежей, но и обнаруживает новые вероятные зоны нефтегазонакопления.

После завершения исследовательских работ на данной площади недропользователем было пробурено пять новых скважин. В трех скважинах, которые были размещены в пределах рекомен-

Рис. 3. Фрагмент карты прогнозной нефтегазоносности (интервал пластов  $Ю_{3-4}$ ) исследуемой площади



дуемых перспективных зон, при испытании целевого интервала  $Ю_{3-4}$  получены притоки нефти. Две скважины, заложенные вне предполагаемых нефтенасыщенных зон, оказались непродуктивными (рис.3). Эта информация однозначно подтвердила прогноз, сделанный на основе комплексирования результатов частотно-зависимого сейсмического анализа и данных ГИС об удельном сопротивлении горных пород.

Итоговые результаты свидетельствуют о высокой достоверности прогноза нефтегазоносности с использованием методики частот-

но-зависимого анализа, что позволяет конкретизировать направление геологоразведочных работ и,

**После завершения исследовательских работ недропользователем было пробурено пять новых скважин. В трех скважинах, которые были размещены в пределах рекомендуемых перспективных зон, получены притоки нефти**

как следствие, повысить эффективность поиска и разведки новых месторождений нефти и газа. 📄

#### Список литературы

1. Берзон И.С., Епинатьева А.М., Парийская Г.Н., Стародубровская С.П. «Динамические характеристики сейсмических волн в реальных средах», Москва, изд-во АН СССР, 1962, 511 с.
2. Козлов Е.А. «Модели среды в разведочной сейсмологии», Тверь, изд-во ГЕРС, 2006, 480 с.
3. Carcione, J.M., Helle, H.B., and Pham, N.H. «White's model for wave propagation in partially saturated rocks: Comparison with poroelastic numerical experiments», *Geophysics*, v. 68, No 4, 2003, p. 1389–1398.
4. Goloshubin G.M., Silin D.B. «Frequency-depend seismic reflection from a permeable boundary in a fractured reservoir», 76th Annual International Meeting, SEG, Exp.Abstacts, 2006, p. 1742–1746.
5. Goloshubin G., VanSchuyver C., Korneev V., Silin D., Vingalov V. «Reservoir imaging using low frequencies of seismic reflections», *The Leading Edge*, Vol. 25, No 5, 2006, p. 527–531.
6. Goloshubin G., Silin D., Vingalov V., Takkand G., Latfullin M. «Reservoir Permeability from seismic attribute analysis», *The Leading Edge*, V.25, No.3, 2008, p. 376–381.
7. Gurevich B., Zyrianov V.B., Lopatnikov S.L. «Seismic attenuation in finely layered porous rocks: Effects of fluid flow and scattering», *Geophysics*, v.62, No.1, 1997, p. 319–324.
8. Kozlov E. A. «Seismic Signature of a permeable, dual-porosity layer», *Geophysics*, v.72, 2007, p. 281–292.
9. Silin D. and Goloshubin G. «Seismic wave reflection from a permeable layer: Low-frequency asymptotic analysis», *International Mechanical Engineering Congress and Exposition*, Boston, 2008, p. 1–10.