

## О картировании наилучших природных резервуаров в рифовых отложениях верхнего девона Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Е.М. Данилова, И.В. Колоколова\*, И.Н. Коновалова

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: \*ipngkolokolova@yandex.ru

**Аннотация.** В статье рассматриваются возможности сейсморазведки МОГТ-3D по картированию природных резервуаров в рифовых отложениях верхнего девона. В процессе работ установлены новые критерии выделения и прогноза наилучших природных резервуаров в рифовых объектах.

**Ключевые слова:** Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, сейсморазведка, верхний девон, риф, природный резервуар, коллектор, флюидоупор.

**Для цитирования:** Данилова Е.М., Колоколова И.В., Коновалова И.Н. О картировании наилучших природных резервуаров в рифовых отложениях верхнего девона Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art5>

Поиски залежей нефти и газа в карбонатных отложениях верхнего девона являются сегодня одним из перспективных направлений геологоразведочных работ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Однако, учитывая сложность и многообразие органогенных построек по условиям их образования, требуется постоянное совершенствование методики интерпретации и определения новых критериев для их выделения и картирования, тем более, что успешность поисков залежей УВ еще оставляет желать лучшего.

Авторами предлагается новая методика моделирования природных резервуаров в карбонатных рифогенных отложениях на основе комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсморазведки, базирующаяся на теории о трехслойном строении природных резервуаров (Б.В. Филиппов, 1967 г., В.Д. Ильин и др., 1986 г.) с использованием классического определения понятия природного резервуара по И.О. Броду и Н.А. Еременко [1].

Общие положения методики и некоторые результаты ее применения уже докладывались авторами на научных конференциях и семинарах, геологических съездах, а также публиковались в открытой печати [2].

В настоящей статье впервые рассматриваются новые критерии прогноза наилучших природных резервуаров в рифовых объектах верхнего девона, которые были определены в ходе отработки методики на характерном для всей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции участке в пределах Хорейверской впадины.

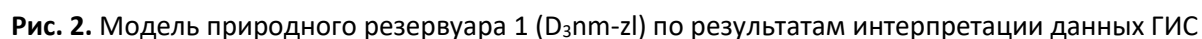
Верхнедевонский комплекс на площади исследования образован рифогенными формациями фаменского и верхнефранского ярусов, представленных сирачойскими, задонскими, ливенскими, усть-печорскими и нюмылгско-зеленецкими отложениями. В основании залегает погребенный одиночный риф северо-восточного простирания. Нефтеносность доказана для нюмылгско-зеленецких отложений. Нижележащие рифовые объекты сирачойского, задонского, ливенского возраста, вскрытые одной скважиной, не оценивались, так как по данным ГИС они оказались водонасыщенными.

На первоначальном этапе работ, в процессе детальной интерпретации материалов геофизических исследований скважин, впервые на площади исследования установлено наличие нескольких изолированных локальных природных резервуаров (ПР) со своими флюидоупорами – один продуктивный ( $D_{3nm-zl}$  – ПР1) и два перспективных в елецких и задонских + сирачойских карбонатных отложениях верхнего девона ( $D_{3el}$  – ПР2,  $D_{3zd+src}$  – ПР3) (рис. 1). Основными критериями выделения являлись наличия надежных флюидоупоров и высокочемких коллекторов под ними.

Природный резервуар 1 в кровле верхнедевонских отложений с доказанной нефтенасыщенностью экранируется тонким (1–2 м) глинистым пластом тульского возраста ( $C_{1t}$ ). Выше в коллекторах, непосредственно над ним, по данным ГИС фиксируется вода (рис. 2).

Для прогнозируемых залежей в елецких и задонских + сирачойских карбонатных отложениях верхнего девона флюидоупорами являются тонкие глинистые пласты в верхней фаменской части рифового массива (ПР2), см. рис. 3, и ангидритовые – в нижней франской (ПР3), см. рис. 4.

В усть-печорских отложениях формирование залежи невозможно, так как по результатам интерпретации ГИС флюидоупор прослеживается не во всех скважинах, вскрывших горизонт на исследуемой площади (то есть имеет гидродинамические окна).





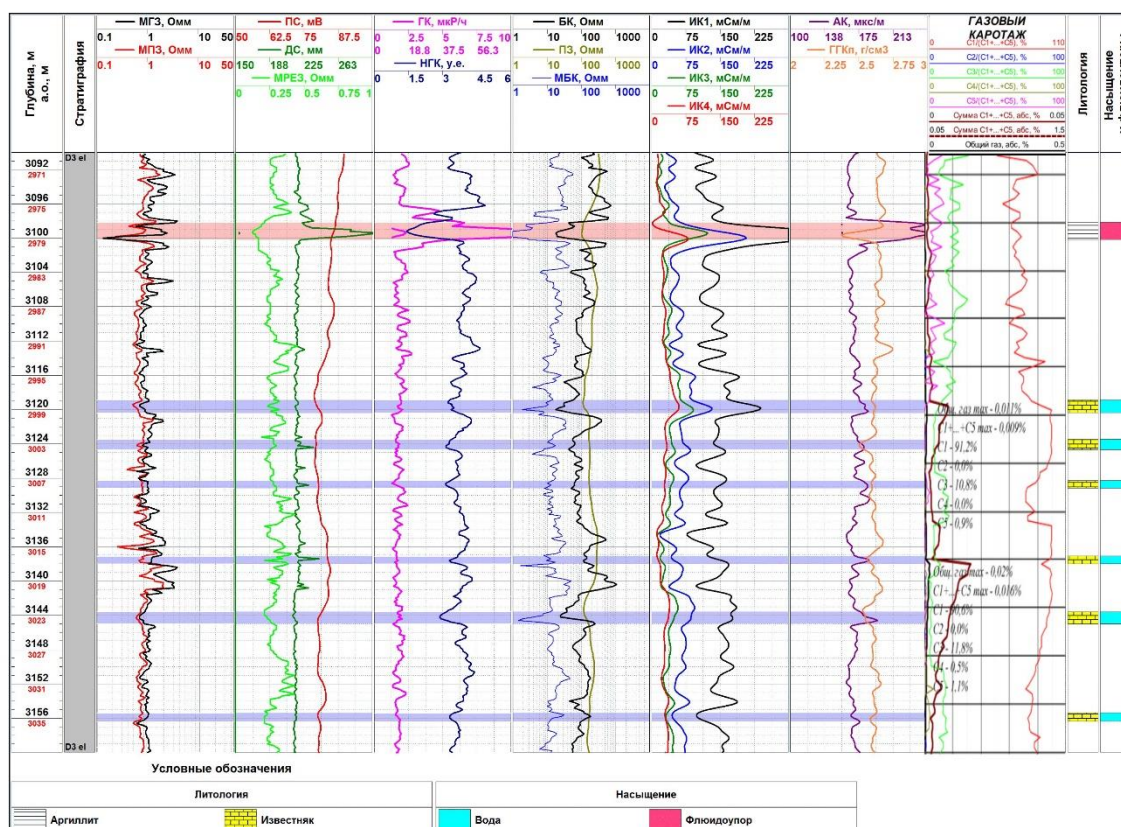


Рис. 3. Перспективный природный резервуар 2 (D3el)

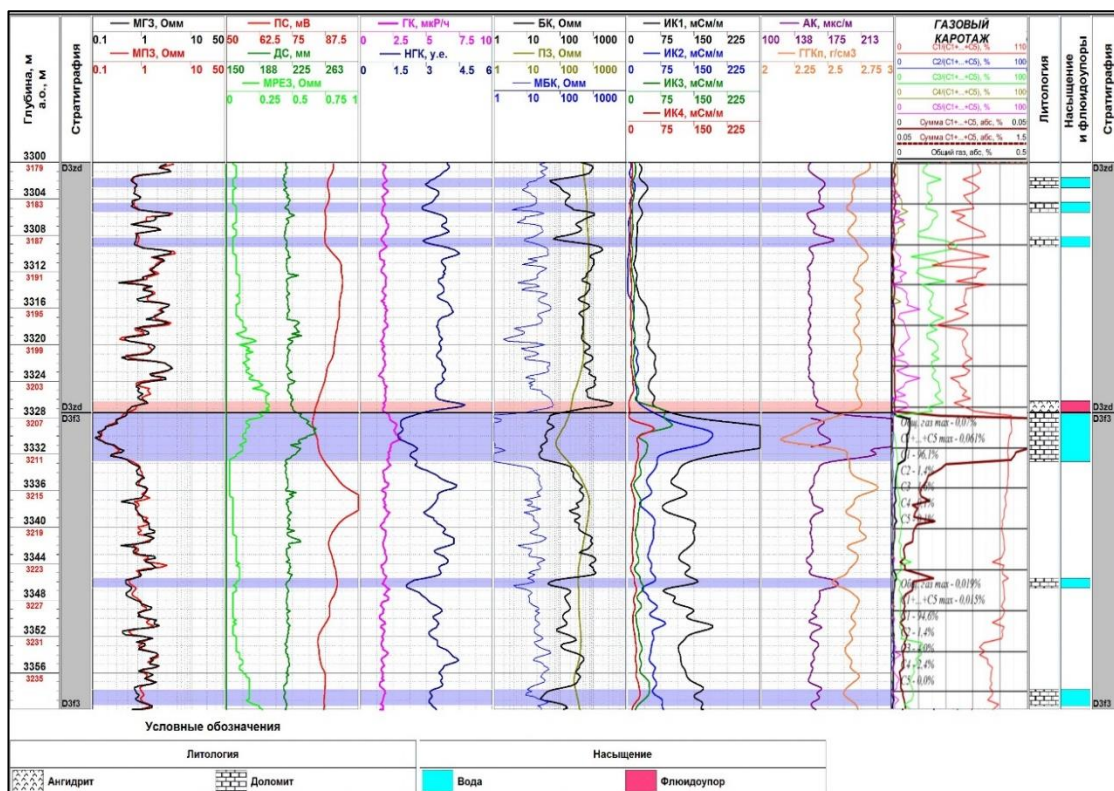


Рис. 4. Перспективный природный резервуар 3 (D3zd+src)

Для переноса информации в межскважинное пространство была выполнена увязка данных ГИС и сейсморазведки МОГТ-3D. В качестве условных стратиграфических границ приняты 4 репера ( $\Pi R_1$ ,  $\Pi R_2$ ,  $\Pi R_3$ ,  $\Pi R_4$ ). Выделенные горизонты прослежены в волновом поле и по ним построены структурные карты, характеризующие строение новых природных резервуаров.

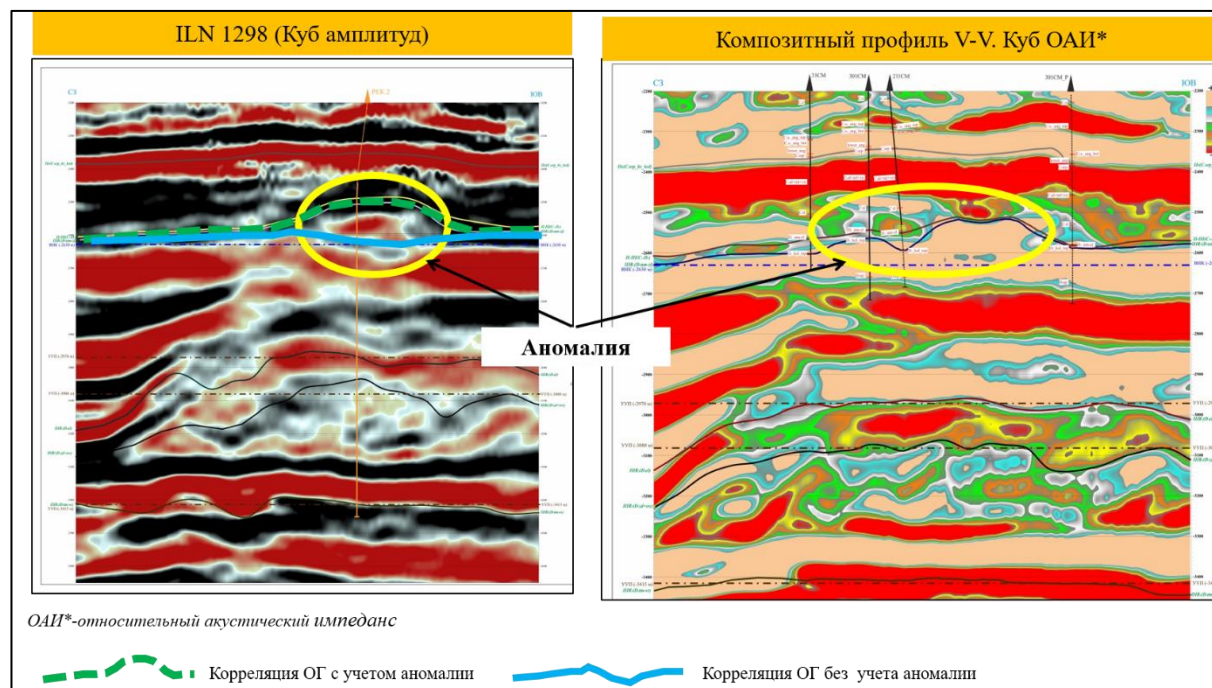
Сначала выделение и картирование рифовых объектов на сейсмических разрезах проводилось по следующим общепринятым критериям:

- ухудшение прослеживаемости или полная потеря корреляции целевых отражающих горизонтов в области аномальных зон;
- характерное наличие залегающих клиноформно отражающих горизонтов, по способу кровельного и подошвенного прилегания к выше- и ниже залегающим – так называемые «сейсмические клинья», холмообразная и хаотичная запись и т.д.

Однако не всегда удастся однозначно определить границу рифового объекта, придерживаясь вышеупомянутых общепринятых критериев. В процессе работ перед геологами и геофизиками встает вопрос о корректной идентификации отражений в межскважинном пространстве. Именно такая проблема возникла при корреляции отражающего горизонта (ОГ)  $\Pi R_2$ , характеризующего строение кровли коллектора в продуктивных нюмылгско-зеленецких отложениях.

В процессе работ на сейсмических разрезах глубинного куба амплитуд выделилась контрастная аномалия. Ее наличие подтвердилось на разрезах куба относительного акустического импеданса (рис. 5). Возник вопрос: к какому возрасту ее отнести – продуктивных верхнедевонских или вышележащих каменноугольных отложений? Если предположить, что аномалия относится к верхнему девону, – это кардинально меняет представление о строении продуктивных нюмылгско-зеленецких отложений и получается совершенно новая геологическая модель резервуара.

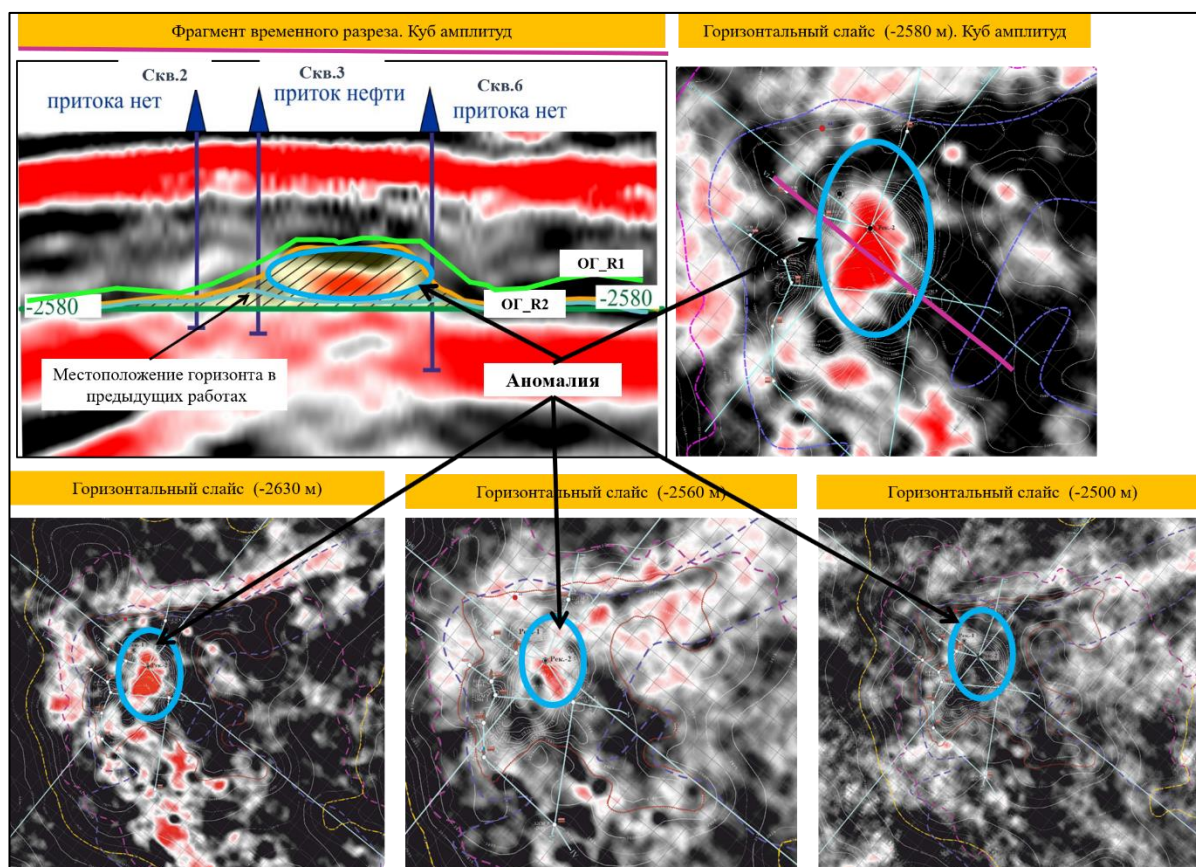
Для того, чтобы обосновать возраст аномалии и закартировать ее, были построены горизонтальные слайсы по кубу амплитуд через каждые 20 м в пределах замкнутого контура структуры по ОГ  $\Pi R_2$  (–2630 м). По динамике изменения формы аномалии отчетливо прослеживается ее наличие в продуктивном интервале нюмылгско-зеленецких отложений, а далее – постепенное исчезновение вверх по разрезу вплоть до полного отсутствия аномалии в каменноугольных отложениях.



**Рис. 5.** Аномалия на сейсмических профилях

Критерием надежности определения границ аномалии являлось проявление ее на сейсмических разрезах и синхронных горизонтальных срезах. В результате было установлено наличие одиночной органогенной постройки типа «карбонатный остров», сформировавшейся над основным рифогенным объектом в результате колебания уровня палеоуральского океана. Строение постройки контролирует отражающий горизонт  $\Pi\text{IR}_2$ , стратиграфически приуроченный к кровле наилучших коллекторов в нюмылгско-зеленецких отложениях. Пространственное положение свода структуры вблизи предвизейского размыва дает основание прогнозировать высокие фильтрационно-емкостные свойства в контуре аномалии, приобретенные за счет вторичных изменений – доломитизации, перекристаллизации и выщелачивания, максимально развитых, как правило, в процессе стратиграфических перерывов. Это подтверждается яркой контрастностью и четкой формой аномалии, так как изменение амплитуды сигнала по латерали является своеобразным индикатором литологического состава и коллекторских свойств пород [3]. На слайсе по уровню  $-2500$  м, где постройка отмечается в виде точки, соответствующей наивысшему значению абсолютной отметки внутри купола рифа, прогнозируется вскрытие максимальных нефтенасыщенных эффективных толщин в наилучших коллекторах и получение безводных притоков нефти в продуктивных нюмылгско-зеленецких отложениях (рис. 6).





**Рис. 6.** Пример выделения аномалии типа «риф» на глубинном разрезе и по горизонтальным слайсам (куб амплитуд)

В результате выполненных работ определены новые критерии выделения и прогноза наилучших природных резервуаров в рифовых объектах, а именно:

1. наличие тонких, но надежных локальных флюидоупоров и высокочемких коллекторов под ними, уверенно выделяемых на каротажных диаграммах;
2. наличие ярких аномалий на горизонтальных сечениях кубов сейсмических данных, отождествляемых с наличием в геологическом разрезе включений в виде объектов (карбонатных построек), характеризующихся изменением литологического состава и коллекторских свойств для определенных отложений;
3. латеральное изменение динамических свойств сейсмического поля в пространстве, обусловленное определенными условиями осадконакопления в конкретном стратиграфическом диапазоне.

Предложенные новые критерии являются серьезным практическим дополнением, позволяющим получать кондиционные данные о параметрах прогнозируемых залежей, определять точку оптимального местоположения скважины в максимальных эффективных

газо- и нефтенасыщенных толщинах, уверенно принимать решения о прекращении или продолжении работ на площадях исследования, тем самым значительно повышая успешность геологоразведочных работ на нефть и газ в сложнопостроенных рифовых объектах.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях» № АААА-А19-119030690047-6).*

### **Литература**

1. Хитров А.М., Савинкин П.Т., Ильин В.Д. Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре: Метод. рук. / Мин-во природ. ресурсов РФ, Мин-во энергетики РФ, ВНИГНИ. М.: ВНИГНИ, 2002. 63 с.
2. Колоколова И.В., Коновалова И.Н. Прогноз нефтеносности высокодебитных верхнедевонских рифовых резервуаров на основе выделения флюидоупоров по данным ГИС и сейсморазведки // XVII Геологический съезд Республики Коми: Сб. материалов. Сыктывкар, 2019. Том III. С. 135–137.
3. Мясоедов Д.Н. Методика повышения эффективности сейсмической инверсии в латерально-неоднородных средах: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2017. 24 с.



## On mapping of the best natural reservoirs in the reef deposits of the Upper Devonian of Timan-Pechora oil and gas basin

E.M. Danilova, I.V. Kolokolova\*, I.N. Konovalova

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: \*ipngkolokolova@yandex.ru

**Abstract.** The article examines the possibilities of exploration seismology CDPM–3D (Common Depth Point Method) according to the mapping of natural reservoirs in the reef deposits of the Upper Devonian. During the works the new criteria for detecting and forecasting the best natural reservoirs in the reef objects have been established.

**Keywords:** Timan-Pechora oil and gas basin, exploration seismology, Upper Devonian, reef, natural reservoir, reservoir rock, seal.

**Citation:** *Danilova E.M., Kolokolova I.V., Konovalova I.N.* On mapping of the best natural reservoirs in the reef deposits of the Upper Devonian of Timan-Pechora oil and gas basin // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art5> (In Russ.).

### References

1. *Khitrov A.M., Savinkin P.T., Ilyin V.D.* The extraction, mapping and forecast of the presence of oil and gas of the traps in the trinomial reservoir: Methodological guideline / The Ministry of Natural Resources of Russian Federation, Department of Energy of Russian Federation, All-Russian Research Geological Oil Institute. Moscow: VNIGNI, 2002. 63 p. (In Russ.).
2. *Kolokolova I.V., Konovalova I.N.* The forecast of oil presence of high-output Upper-Devonian reef reservoirs on the basis of the extraction of impermeable seams according to the data of Geophysical Information System and Exploration Seismology // The 17<sup>th</sup> Geological Congress of Komi Republic: Proceedings. Syktyvkar, 2019. Vol. III. P. 135–137. (In Russ.).
3. *Myasoedov D.N.* Techniques of increase of the efficiency of seismic inversion in the laterally inhomogeneous medium: Synopsis of PhD thesis. Moscow: Gubkin University, 2017. 24 p. (In Russ.).