### ЭКРАНИРУЮЩИЕ СВОЙСТВА ГЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ СЕВЕРНОГО МОРЯ

Шакирзянов Ранас Алмазович, магистр, Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, Российская Федерация, 119296, г. Москва, пр. Ленинский, 65, e-mail: shakiranas@mail.ru

Осипов Евгений Сергеевич, магистр, Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, Российская Федерация, 119296, г. Москва, пр. Ленинский, 65, e-mail: Osipov evgeniy96@mail.ru

*Кларнер Сабина*, технический директор, ООО «Кларенко», Российская Федерация, 119526, г. Москва, пр. Вернадского 103, к. 3, e-mail: info@klarenco.com

*Кларнер Олаф*, генеральный директор, ООО «Кларенко», Российская Федерация, 119526, г. Москва, пр. Вернадского 103, к. 3, e-mail: info@klarenco.com

*Сагов Хамзат Ахмедович*, геолог, ООО «Кларенко», Российская Федерация, 119526, г. Москва, пр. Вернадского 103, к. 3, e-mail: info@klarenco.com

Данная статья посвящена рассмотрению возможностей оценки экранирующих свойств тектонических нарушений с использованием сейсмических и скважинных данных. В качестве исследуемых объектов выступили два крупных разлома в блоке F3 нидерландского сектора Северного моря. Параметрами оценки являлись диаграмма Аллана и коэффициент глинизации поверхности разлома. Данные параметры рассчитывались на основе геологического моделирования с предварительным расчётом куба глинистости. Куб глинистости при этом рассчитывался путём интерполяции скважинных данных вдоль автоматически извлечённого из сейсмических данных набора горизонтов. Для построения структурно-тектонической модели предварительно была проведена детальная структурная интерпретация сейсмических данных. Оценка диаграмм Аллана и коэффициента глинизации позволила выявить зоны разломов с вероятным отсутствием экрана. Другими словами, были выявлены зоны, через которые может мигрировать углеводород.

*Ключевые слова:* тектоническое экранирование, диаграмма Аллана, коэффициент глинизации поверхности разлома, куб горизонтов, сейсмические данные, Северное море, геологическое моделирование, сейсмический атрибут, североморская серия, миграция газа

## SEALING PROPERTIES OF TECTONIC FAULTS IN THE NORTH SEA

*Shakirzyanov Ranas A.*, master, The Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 65 Leninsky Ave., Moscow, 119296, Russian Federation, e-mail: shakiranas@mail.ru

Osipov Evgeniy S., master, The Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 65 Leninsky Ave., Moscow, 119296, Russian Federation, e-mail: Osipov\_evgeniy96@mail.ru

*Sabine Klarner*, Technical Director, Klarenko LLC, bldg. 3, 103 Vernadsky Ave., Moscow, 119526, Russian Federation, e-mail: info@klarenco.com

*Olaf Klarner*, Executive Director, Klarenko LLC, bldg. 3, 103 Vernadsky Ave., Moscow, 119526, Russian Federation, e-mail: info@klarenco.com

*Sagov Khamzat A.*, geologist, Klarenko LLC, bldg. 3, 103 Vernadsky Ave., Moscow, 119526, Russian Federation, e-mail: info@klarenco.com

This article discusses the possibilities of fault seal analysis using seismic and well data. The studied objects were two large faults in F3 block of the Dutch sector of the North Sea. The evaluation parameters were the Allan diagram and shale gouge ratio (SGR). These parameters were obtained based on geological modeling with a preliminary calculation of the shale volume. The shale cube was calculated by interpolating well data along a set of horizons automatically extracted from the seismic data. To build a structural-tectonic model, a detailed structural interpretation of seismic data was pre-liminary carried out. An assessment of Allan diagrams and shale gouge ratio allowed the identifica-

# Geologiya, Geografiya i Globalnaya Energiya (Geology, Geography and Global Energy) 2020. No. 4 (79)

### General and Regional Geology (Geological and Mineralogical Sciences)

tion of fault zones with insufficient seal quality. In other words, zones with potential hydrocarbon migration have been identified.

*Keywords:* fault seal, Allan diagram, shale gouge ratio, horizon cube, seismic data, North Sea, geological modeling, seismic attribute, North Sea Group, gas migration

Риски или неопределенности, присутствующие при разведке и разработке конкретной залежи связаны с её компонентами, в частности с качеством покрышки. В случае тектонически-экранированных ловушек, важную роль приобретает качество разлома как барьера, препятствующего нежелательной миграции флюида. В связи с этим, изучение экранирующих и дренирующих свойств тектонических нарушений является весьма актуальной задачей. Несмотря на это, данный вопрос практически не освещается в современных отечественных исследованиях [3; 2]. Впервые, достаточно комплексная методика исследования экранирующих свойств на основе сейсмических и скважинных данных была представлена всего несколько лет назад [1].

Оценка экранирующих свойств разломов является сложным и комплексным исследованием, которое требует изучения множества факторов и привлечения к анализу различных геофизических исследований. Из числа наиболее известных параметров для оценки можно выделить диаграммы Аллана и различные варианты коэффициентов глинизации поверхности разлома.

Расчёт обоих параметров требует оценки структурно-тектонической и литологической моделей, полученных в результате интерпретации сейсмической и скважинной информации. В данной статье рассмотрен подход к интерпретации экранирующих свойств разломов по сейсмическим и скважинным данным с построением геологической модели. Анализ производился с использованием программ OpendTect и Paradigm.

Объектами исследования являлись два тектонических нарушения сбросового типа в блоке F3 в нидерландском секторе Северного моря. В качестве исходных данных использовались сейсмический куб и каротажные данные по четырём скважинам в этом блоке. Эти данные размещены в открытом репозитории программы OpendTect компании dGB Earth Sciences и могут использоваться для различных исследовательских задач.

Оценка экранирующих свойств по модели включала, в частности, предварительную подготовку данных с проведением структурной сейсмической интерпретации и расчётом куба глинистости путём интерполяции скважинных данных вдоль куба горизонтов (Horizon Cube).

**Геология изучаемого района.** Рассматриваемый в работе блок F3 расположен в южной части Центрального грабена Североморской синеклизы (рис. 1). К средней части Центрального грабена на западе подходит крупное Срединно-Североморское поднятие. В пределах поднятия резко сокращена мощность пермских, мезозойских и кайнозойских пород.

На рисунке 2 изображены крупные разломы северо-западного направления, которые видны на всех глубинах сейсмического куба F3. Помимо крупных разломов, совпадающих с положениями соляных диапиров, на глубине ниже 1 400 м присутствует более развитая система разломов северного и северо-восточного простирания. Эти разломы, вероятно, являются частью более крупных и глубинных нарушений, которые относятся к краю центрального грабена.

Оценка экранирующих свойств производилась в интервале между горизонтами FS8 и FS4. В этом интервале присутствуют крупные сигмоидальные клиноформы флювио-дельтовой системы Эридан. Данные отложения литостратиграфически относятся к «североморской» серии (North Sea Group) палеогенового и неогенового возраста. Породы данной серии относятся к терригенному типу [4].

Методы оценки экранирующих свойств. Экранирующие разломы могут рассматриваться как мембранные или гидравлические экраны, в зависимости от характера их образования. В первом случае превалирует контролирующая сила, вызванная внутренним капиллярным давлением пород. Если для «пробития экрана» требуется давление большее, чем давление необходимое для разрушения этих пород, то такой экран называют гидравлическим.



Рис. 1. Тектоника и региональный профиль нидерландского сектора Североморской синеклизы [4]



Рис. 2. Система разломов на сейсмическом атрибуте вероятности разломов «Thinned Fault Likelihood» на различных уровнях куба F3

Механизмами же образования экранирующих свойств являются:

• Перекрытие (juxtaposition) проницаемых коллекторов менее проницаемыми породами с высоким внутренним капиллярным давлением по горизонтали.

• Затягивание и формирование глинистого вещества в плоскости разрывного нарушения (clay smear). Глинистое вещество дает дополнительное повышение капиллярного давления (рис. 3).

### Geologiya, Geografiya i Globalnaya Energiya (Geology, Geography and Global Energy) 2020. No. 4 (79) General and Regional Geology (Geological and Mineralogical Sciences)

 Катаклаз, заключающийся в разрушении зерен песчаника и образовании более мелкозернистого материала или «глины трения».

• Диагенез, при котором происходит цементация ранее проницаемой зоны разлома, существенное снижение пористости пород и образование тем самым гидравлически экранирущего разлома [11].

Таким образом, появление у разлома экранирующих свойства может произойти из-за перекрытия между собой пород разной проницаемости (например, глин и песчаников) или за счет образования на месте разлома пород с высоким капиллярным давлением. При наличии достаточно качественных сейсмических и скважинных данных возможна оценка как фактора перекрытия (диаграмм Аллана), так и степени глинизации поверхности разлома [11; 6; 8].

Анализ диаграмм Аллана, или атрибута «juxtaposition», это метод, позволяющий формализовать процесс оценки проводящих свойств любого нарушения путем сопоставления проницаемых и непроницаемых пород вдоль поверхности этого нарушения (рис. 4). Контакт коллектора с непроницаемыми (глинистыми) отложениями образует экран, контакт же с проницаемыми породами является первым признаком наличия проводящих свойств и, как следствие, отсутствия ловушки.



Рис. 3. Пример заполнения разлома глиной, которая экранирует контакт песчаников [9]



Рис. 4. Сопоставление литотипов с двух сторон от поверхности разлома

Коэффициент содержания глины трения или глинистого материала, иначе коэффициент глинизации поверхности разлома – «shale gouge ratio» (SGR) впервые был описан в 1996 г. Данный параметр может использоваться для оценки качества уплотнения в зоне разлома. Качество уплотнения при этом связано с разницей порового давления, образованного в зоне разлома между двумя смежными пластами [10]. Сегодня коэффициент SGR находит широкое применение при оценке экранирующих свойств разломов. Принцип расчёта данного коэффициента отображён на рисунке 5.

Для применения коэффициента SGR необходимо выявить его пороговое значение, при котором разлом начинает проявлять экранирующие свойства. Данное пороговое значение может быть индивидуальным для конкретной геологии или территории, поэтому необходимо проводить его калибровку на априорных данных. Пороговое значение для SGR взято на уровне 25 %, исходя из исследований, проведённых на месторождении Брент, который расположен в северной части грабена Викинг Центрально-Северноморской рифтовой системы [7].

Построение модели и оценка атрибутов экранирующих свойств. В работе использовался сейсмический куб после глубинной миграции до суммирования (3D PSDM). Эти данные были подвергнуты структурно-ориентированной фильтрации для подавления шумов. Вся интерпретация проводилась с данными во временной области, для исключения возможных искажений, связанных с неточностями скоростной модели. Присутствовавшие в демонстрационном наборе горизонты были подвергнуты переинтерпретации в зоне разломов, для повышения качества будущей модели.



Рис. 5. Строение разлома и алгоритм расчета SGR [10]

Помимо структурного каркаса, геологическая модель требует расчёт куба глинистости (рис. 6б). Данный куб можно рассчитать путем интерполяции скважинных данных с учётом опорных горизонтов. Однако в данной работе предварительно рассчитывался целый набор или куб горизонтов в программе OpendTect.

Куб горизонтов или Horizon Cube (HC) – это множество (сотни или тысячи) автоматически извлечённых горизонтов на основе самих сейсмических данных, либо с учётом заданной модели, например, пропорциональной кровле и подошве (рис. 6 а). Куб горизонтов может использоваться для многих задач, в том числе, для построения детального структурного каркаса или низкочастотной модели для сейсмической инверсии [5]. Несколько поверхностей из куба горизонтов были использованы и при построении модели (рис. 7).

Для построения геологической модели использовались ячейки с горизонтальным размером 125 м и вертикальным 4 мс. Размер сетки составил 151 × 84 × 130 ячеек, общее количество ячеек – 1 648 920 (рис. 7). Была также рассчитана отдельная сетка для поверхностей разломов (500 × 200 ячеек), на которую переносились значения из куба глинистости. Перенесённые значения глинистости использовались для дальнейшего расчёта диаграммы Аллана (juxtaposition) и коэффициента глинизации поверхности разлома (SGR). Geologiya, Geografiya i Globalnaya Energiya (Geology, Geography and Global Energy) 2020. No. 4 (79)

General and Regional Geology (Geological and Mineralogical Sciences)



Рис. 6. Куб горизонтов на основе пропорциональной модели (а) и куб глинистости (б)



Рис. 7. Результаты геологического моделирования: атрибут размеров ячеек (а), атрибут амплитуды смещения разломов в метрах (б), значения коэффициента глинистости на поверхности разломов (в). Горизонты, участвовавшие в построении модели: FS8, H25, FS7, H95, Tr., H137, H156, FS4



Рис. 8. Диаграмма Аллана (а) и атрибут SGR (б). Горизонты, участвовавшие в построении модели: FS8, H25, FS7, H95, Tr., H137, H156, FS4



Рис. 9. Аномалии типа «ярких пятен» на результатах спектральной декомпозиции вдоль горизонта FS8

На основе построенной геологической модели были посчитаны атрибуты «juxtaposition» и SGR (рис. 8). Жёлтый оттенок на диаграмме Аллана соответствует зоне перекрытия песчаников песчаниками. В то же время по атрибуту SGR в этой зоне наблюдается глинизация меньше 25 %. Другими словами, в верхней части разлом не является экранирующим и может способствовать миграции углеводорода. Данное наблюдение подтверждается присутствием в этой верхней части газовых залежей (залежи 2 и 3 на рис. 9).

Таким образом, несмотря на комплексность рассматриваемой задачи, существуют общепризнанные методы (диаграмма Аллана и атрибут SGR), которые могут дать критически важную информацию для понимания рисков, связанных с разработкой залежи. Использование этих методов требует проведения качественной структурной интерпретации и возможности расчёта куба глинистости на основе скважинных данных или с учётом сейсмической инверсии.

#### Список литературы

1. Кларнер С., Кирнос Д., Кларнер О., Рузляева Н., Войков Г., Жукова О. Анализ экранирующей способности разломов на основе сейсмических и скважинных данных. Geomodel 2016 - 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development // EAGE. – 2016.

2. Риле Е.Б. Современное состояние проблемы экранирования залежей углеводородов разрывными нарушениями // Электрон. науч. журн. «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». 2013. Вып. 1 (7).

3. Риле Е.Б. Экранирование залежей углеводородов разрывными нарушениями – четвертая конференция EAGE в Испании // Электрон. науч. журн. «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». 2015. Вып. 2 (12).

4. Ishak M.A., Islam M.A., Shalaby M.R., Hasan N. The Application of Seismic Attributes and Wheeler Transformations for the Geomorphological Interpretation of Stratigraphic Surfaces: A Case Study of the F3 Block, Dutch Offshore Sector, North Sea. // Geosciences. 2018. V.8. P. 79.

5. De Groot P., Huck A., de Bruin G., Hemstra N. The horizon cube: A step change in seismic interpretation! // The Leading Edge. 2010. Vol. 29(9). P. 1048-1055.

6. Peter Bretan, Graham Yielding, and Helen Jones « Using calibrated shale gouge ratio to estimate hydrocarbon column heights» // AAPG Bulletin. March 2003. Vol. 87(3). P. 397–413.

7. Roberts A.M., Yielding G., Kuznir N.J., Walker I.M., DornLopez D. Quantitative analysis of Triassic extension in the northern Viking Graben // J. Geol. Soc.. 1995. Vol. 152. P. 15–26.

8. Wibberley C. Fault leakage rates estimated in-situ: implications for fault seal evaluation // Fifth International Conference on Fault and Top Seals 2019, Sep 2019.

9. Wouter van der Zee, Janos L. Urai Processes of normal fault evolution in a siliciclastic sequence: a case study from Miri, Sarawak, Malaysia // Journal of Structural Geology, Dec 2005. Vol. 27(12). P. 2281-2300.

10. Yielding G. Shale Gouge Ratio – calibration by geohistory // Hydrocarbon Seal Quantification. 2002. Vol. 11. P. 1–15.

11. Yielding G., Freeman B., Needham D. T. Quantitative Fault Seal Prediction // AAPG Bulletin. June 1997. Vol. 81(6), P. 897–917.

#### References

1. Klarner S., Kirnos D., Klarner O., Ruzlyaeva N., Voikov G., Zhukova O. Analysis of the sealing ability of faults based on seismic and well data. Geomodel 2016 - 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development // EAGE. – 2016.

2. Rile E.B. Sealing of hydrocarbon pools by faults - present-day state of the problem // Georesources, Geoenergy, Geopolitics: electronic scientific journal. 2013. Iss. 1(7).

3. Rile E.B. The sealing of hydrocarbon reservoirs by faults - 4th EAGE Conference in Spain // Georesources, Geoenergy, Geopolitics: electronic scientific journal. 2015. Iss. 2(12).

4. Ishak M.A., Islam M.A., Shalaby M.R., Hasan N. The Application of Seismic Attributes and Wheeler Transformations for the Geomorphological Interpretation of Stratigraphic Surfaces: A Case Study of the F3 Block, Dutch Offshore Sector, North Sea. // Geosciences. 2018. V.8. P. 79.

5. De Groot P., Huck A., de Bruin G., Hemstra N. The horizon cube: A step change in seismic interpretation! // The Leading Edge. 2010. Vol. 29(9). P. 1048-1055.

6. Peter Bretan, Graham Yielding, and Helen Jones « Using calibrated shale gouge ratio to estimate hydrocarbon column heights» // AAPG Bulletin. March 2003. Vol. 87(3). P. 397–413.

# Geologiya, Geografiya i Globalnaya Energiya (Geology, Geography and Global Energy) 2020. No. 4 (79)

General and Regional Geology (Geological and Mineralogical Sciences)

7. Roberts A.M., Yielding G., Kuznir N.J., Walker I.M., DornLopez D. Quantitative analysis of Triassic extension in the northern Viking Graben // J. Geol. Soc.. 1995. Vol. 152. P. 15–26.

8. Wibberley C. Fault leakage rates estimated in-situ: implications for fault seal evaluation // Fifth International Conference on Fault and Top Seals 2019, Sep 2019.

9. Wouter van der Zee, Janos L. Urai Processes of normal fault evolution in a siliciclastic sequence: a case study from Miri, Sarawak, Malaysia // Journal of Structural Geology, Dec 2005. Vol. 27(12). P. 2281-2300.

10. Yielding G. Shale Gouge Ratio – calibration by geohistory // Hydrocarbon Seal Quantification. 2002. Vol. 11. P. 1–15.

11. Yielding G., Freeman B., Needham D. T. Quantitative Fault Seal Prediction // AAPG Bulletin. June 1997. Vol. 81(6), P. 897–917.