

## ИЗУЧЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА (РЕСПУБЛИКА БЕЛАРУСЬ) ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ 3D

**А.С. Конюшенко<sup>1</sup>, В.М. Шумиляк<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>РУП «ПО «Белоруснефть», БелНИПИнефть, Гомель, Республика Беларусь,  
E-mail: a.konyushenko@beloil.by  
*Начальник отдела сейсмической интерпретации*

<sup>2</sup>РУП «ПО «Белоруснефть», БелНИПИнефть, Гомель, Республика Беларусь,  
E-mail: v.shumilyak@beloil.by  
*Заведующий сектором мониторинга сейсмических проектов и скважинной сейсморазведки отдела сейсмической интерпретации*

Приведены результаты технологии глубинной полно-азимутальной угловой миграции и AVAZ инверсии в сложных сейсмогеологических условиях соляно-купольной тектоники при изучении карбонатных коллекторов на больших глубинах. Получены глубинные изображения объектов более высокого разрешения и детальности в сравнении с миграцией Кирхгофа. Впервые на территории Республики Беларусь сделана оценка трещиноватости коллекторов по сейсмическим данным. По результатам анализа – распределение плотности трещин и их ориентация имеют прямую связь с продуктивностью и результатами гидродинамических исследований скважин.

*Ключевые слова:* сейсморазведка, обработка сейсмических данных, глубинная полно-азимутальная миграция, рефлексивная сейсмограмма, дирекционная сейсмограмма, коллектор, трещиноватость

## STUDYING FRACTURING IN CARBONATE RESERVOIRS OF THE PRIPYAT TROUGH (REPUBLIC OF BELARUS) BY THE 3D SEISMIC DATA

**A.S. Konyushenko<sup>1</sup>, V.M. Shumilyak<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>RUE «Production Association «Belorusneft», BelNIPIneft, Gomel, Republic of Belarus,  
E-mail: a.konyushenko@beloil.by  
*Head of seismic interpretation department*

<sup>2</sup>RUE «Production Association «Belorusneft», BelNIPIneft, Gomel, Republic of Belarus,  
E-mail: v.shumilyak@beloil.by  
*Head of Seismic Projects Seismic Monitoring and Well Seismic of Seismic Interpretation Department*

In the summary are presented the results of technology of deep full-azimuthal angular migration and AVAZ-inversions in difficult seismogeological conditions of salt-dome tectonics in the study of

carbonate reservoirs at great depths. In comparison with migration of Kirhgof are received deep images of objects of higher permission and detail. For the first time in the territory of the Republic of Belarus is made the estimation of fracturing of reservoirs based on seismic data. According to the results of the analysis, the distribution of the crack density and their orientation are directly related to the productivity and the results of the wells hydrodynamic studies.

*Key words:* seismic exploration, processing of seismic data, deep-full azimuth migration, reflection seismogram, directional seismogram, collector, fracturing

## **ДОСЛІДЖЕННЯ ТРІЩИНУВАТОСТІ В КАРБОНАТНИХ КОЛЕКТОРАХ ПРИП'ЯТСЬКОГО ПРОГИНУ (РЕСПУБЛІКА БІЛОРУСЬ) ЗА СЕЙСМІЧНИМИ ДАНИМИ ЗД**

**О.С. Конюшенко<sup>1</sup>, В.М. Шуміляк<sup>2</sup>**

*<sup>1</sup>РУП «ВО «Білоруснафта», БілНДПНафти, Гомель, Республіка Білорусь,  
E-mail: a.konyushenko@beloil.by*

*Начальник відділу сейсмічної інтерпретації*

*<sup>2</sup> РУП «ВО «Білоруснафта», БілНДПНафти, Гомель, Республіка Білорусь,  
E-mail: v.shumilyak@beloil.by*

*Завідувач сектору моніторингу сейсмічних проектів та свердловинної сейсмозвідки  
відділу сейсмічної інтерпретації*

Наведено результати технології глибинної повно-азимутальної кутової міграції та AVAZ інверсії в складних сейсмогеологічних умовах соляно-купольної тектоніки при вивченні карбонатних колекторів на великих глибинах. Отримано глибинні зображення об'єктів більш високої роздільної здатності та детальності у порівнянні з міграцією Кірхгофа. Вперше на території Республіки Білорусь зроблено оцінку тріщинуватості колекторів за сейсмічними даними. За результатами аналізу доведено, що розподіл щільності тріщин та їх орієнтація мають прямий зв'язок з продуктивністю і результатами гідродинамічних досліджень свердловин.

*Ключові слова:* сейсмозвідка, обробка сейсмічних даних, глибинна повно-азимутальна міграція, рефлекційна сейсмограма, дірекційна сейсмограма, колектор, тріщинуватість

### **Введение**

Анализ современных публикаций и результатов выставок Европейской ассоциации учёных и инженеров в области наук о Земле и Евроазиатского геофизического сообщества указывает на однозначную тенденцию, что дальнейший прирост информативности и точности прогноза по данным сейсмозведки связан с внедрением полно-азимутальных технологий сбора и обработки информации, включая месторождения нефти и газа в карбонатных и терригенных коллекторах на территории стран СНГ.

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» уделяет постоянное внимание модернизации полевых съемок и аппаратурного комплекса, способного обеспечить реализацию сверхплотных полно-азимутальных систем наблюдений. Эти съемки являются существенно более дорогими, но именно такие съемки дают возможность проводить всестороннее полно-азимутальное изучение глубинных объектов и коллекторов нефти и газа.

Объект исследования – Южно-Осташковичское межсолевое месторождение нефти, расположенное в пределах южного опущенного крыла регионального разлома.

Приведем основные параметры сейсмической съемки: размеры бина (10x10м), ортогональное расположение линий взрыва и линий приема, приемная расстановка реализована в виде системы «кирпич», средняя кратность – 80, максимальные удаления – 4900 м, гистограмма азимутального распределения удалений относительно равномерная с небольшими синусоидальными изменениями огибающей (Александров и др., 2012).

Разрез горных пород в пределах месторождения сложен архейско-протерозойским кристаллическим фундаментом и осадочными образованиями верхнего протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Характерной особенностью строения осадочного чехла является наличие двух соленосных толщ – лебедянко-полесской и евлановско-ливенской, относительно которых выделяются: подсолевые терригенный и карбонатный, нижнесоленосный, межсолевой, верхнесоленосный и надсолевой комплексы отложений.

Коллекторы межсолевой залежи относятся к порово-каверново-трещинному типу (Гарцев и др., 2009). Емкостью в них являются поры и каверны, а фильтрация происходит по трещинам и межзерновым каналам. В целом, по межсолевой залежи значения открытой пористости оцениваются величиной 7,7%. Режим залежи – упруго-водонапорный.

Общая толщина межсолевых отложений изменяется в значительных пределах – от 100 м до 524 м, что объясняется наличием биогермной постройки, составляющей южную часть рифогенного комплекса.

Залежь межсолевого комплекса пластовая, сводовая, стратиграфически ограниченная с севера. С юга и запада она ограничена контуром нефтеносности (Громыко и др., 2006).

### **Материал и методика исследования**

В основе работы лежит применение известной технологии получения полно-азимутальных глубинных изображений ES360, теоретические и практические основы и главные преимущества которой детально описаны в статье (Koren, Ravve, Ragoza, Bartana, 2008). Отметим, что основным принципиальным отличием технологии от традиционных миграций является новый подход в организации полно-азимутального трассирования лучей из локальных глубинных областей среды к поверхности с равномерным шагом по углам раскрытия и азимутам (таким образом достигается полная и равномерная освещенность среды) и декомпозиция волнового поля на зеркальную и рассеянную компоненты. На выходе миграции получают полно-азимутальные Дирекционные и Рефлекционные сейсмограммы. Первые из них несут информацию о распределении упругой энергии по направлениям пространственной ориентации отражающих границ, вторые о распределении энергии (амплитуд отражений) по углам раскрытия (падения-отражения) (Koren, Ravve, Ragoza, Bartana, 2008).

### **Основные результаты исследования**

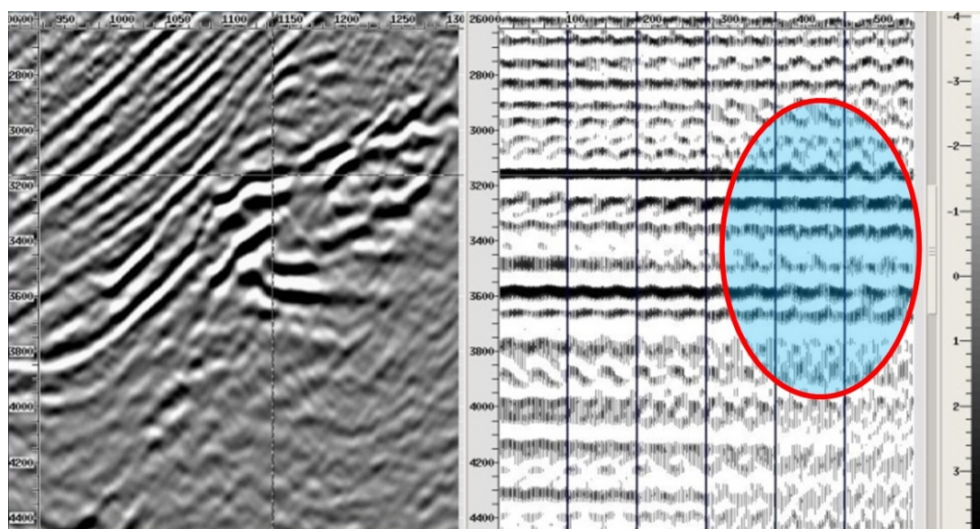
Сравнительный анализ результатов миграции ES360 и Кирхгофа, показал в варианте ES360 более точную фокусировку отражений и нарушений, более высокую разрешенность и прослеживаемость границ, а также намного меньший уровень миграционных шумов и отсутствие миграционных

искажений (затяжек), присущих миграции Кирхгофа. Это позволяет более четко определять границы тектонических блоков и выклинивание стратиграфических комплексов.

Анализ НТИ (Horizontal Transverse Isotropic) анизотропии и трещиноватости.

Анализ данных на уровне рефлексионных сейсмограмм (сейсмограмм отражений) вблизи продуктивных скважин показал наличие четко выраженной НТИ анизотропии, как в объемном изображении, так и в 2D развертках.

Представление рефлексионной сейсмограммы в 2D развертке (рис. 1) дает нам возможность увидеть эффект НТИ анизотропии в виде волнообразного изменения отражений при разных азимутах на больших углах раскрытия (с увеличением размаха волны при увеличении углов раскрытия) для отражающих горизонтов межсолевого комплекса, что свидетельствует о наличии зон трещиноватости и зон разуплотнения.



**Рис. 1.** Регистрация эффекта НТИ анизотропии на 3D рефлексионной сейсмограмме в 2D изображении (в варианте сортировки – фиксированные углы раскрытия все азимуты, максимальный угол раскрытия =  $30^{\circ}$ ) вблизи нефтяной скважины. Глубинный куб амплитуд (слева), рефлексионная угловая сейсмограмма (справа)

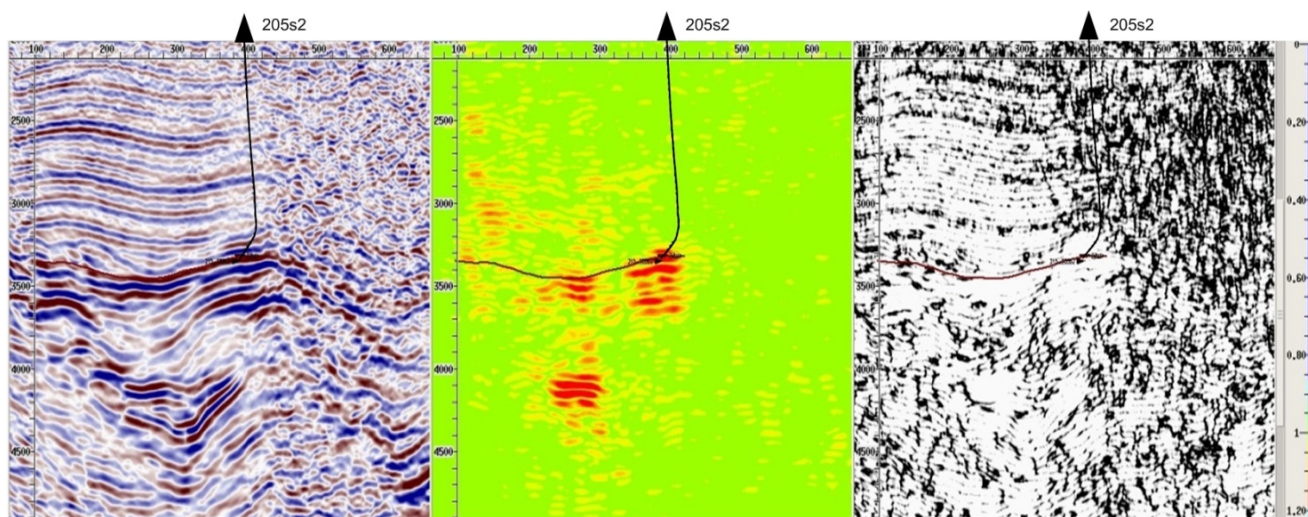
**Fig. 1.** Recording of the HTI anisotropy effect on a 3D reflective seismogram in a 2D image (in the sorting variant, fixed aperture angles, all azimuths, maximum opening angle =  $30^{\circ}$ ) near the oil well Depth cube of amplitudes (left), reflective angular seismicogram (right)

Скважина №198-Южно-Осташковичская в этом месте подтверждает наличие повышенной трещиноватости коллектора (Конюшенко А.С. Солган В.Д. Шумиляк, 2014).

После оценки качества результатов миграции ES360, оценки полно-азимутальных рефлексивных угловых сейсмограмм на предмет выявления НТИ – анизотропии, были выполнены кинематическая и динамическая AVAZ инверсия (Canning, Malkin, 2009) и рассчитаны кубы атрибутов трещиноватости: Delta2,  $\phi$ , и плотности трещин, азимутов оси симметрии НТИ анизотропии и направление трещиноватости (двумя методами: динамическим и кинематическим). Дополнительно был рассчитан куб когерентности – атрибут, предназначенный для выявления разломных зон (Canning, Malkin, 2009).

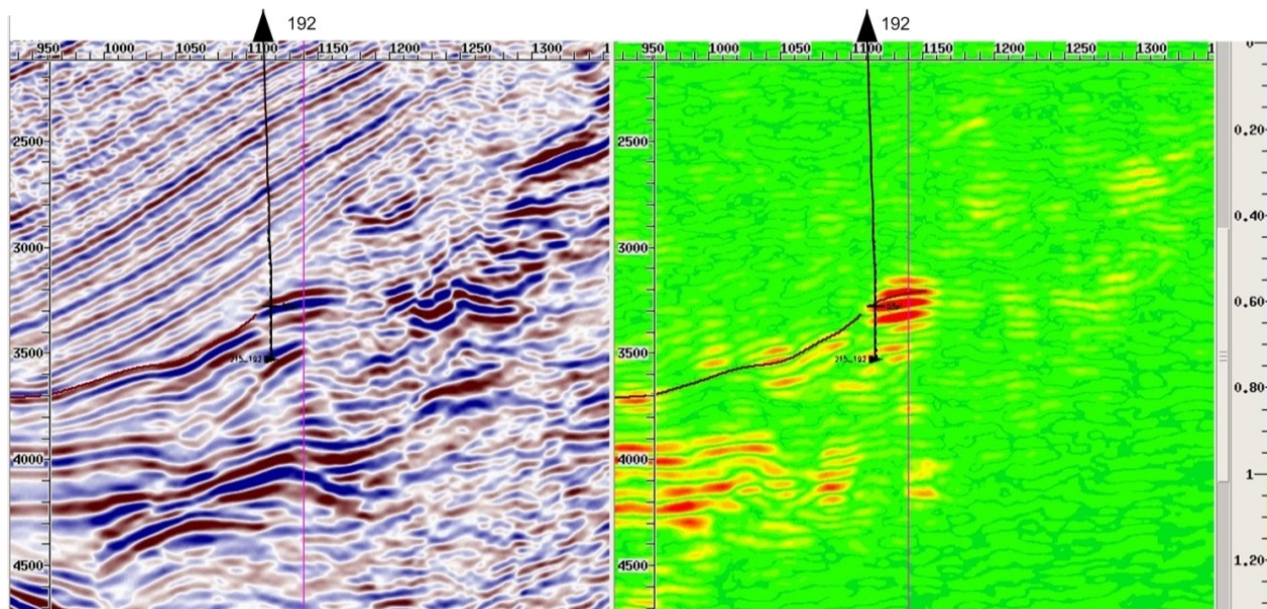
#### *Результаты AVAZ инверсии.*

На рисунках 2 и 3 показана связь макротрещиноватости, полученной по сейсмике с глубинными разломами (нарушениями), рассчитанными по кубу когерентности. Из сопоставления сечений отчетливо видно, что основная трещиноватость контролируется субвертикальными тектоническими разломами



**Рис. 2.** Сопоставление (слева направо) куба амплитуд ES360, плотности (интенсивности) трещин и куба когерентности в районе нефтяной скважины  
**Fig. 2.** Comparison (from left to right) of the cube of amplitudes ES360, density (intensity) of fractures and a cube of coherence in the area of an oil well)

и нарушениями. В тоже время нефтенасыщенная трещиноватость локализуется в зонах, не подверженных сильным деформациям – в зонах относительной когерентности на незначительном удалении от основных больших, средних и малых разломов. Такое поведение трещиноватости подтверждено большим фактическим материалом.



**Рис. 3.** Сопоставление (слева направо) куба амплитуд, плотности трещин вблизи среднедебитной нефтяной скважины №192-Южно-Осташковичская  
**Fig. 3.** Comparison (from left to right) of a cube of amplitudes, crack density near the average production oil well # 192-Yzhno-Ostashkovichskaya

*Анализ результатов в плане.*

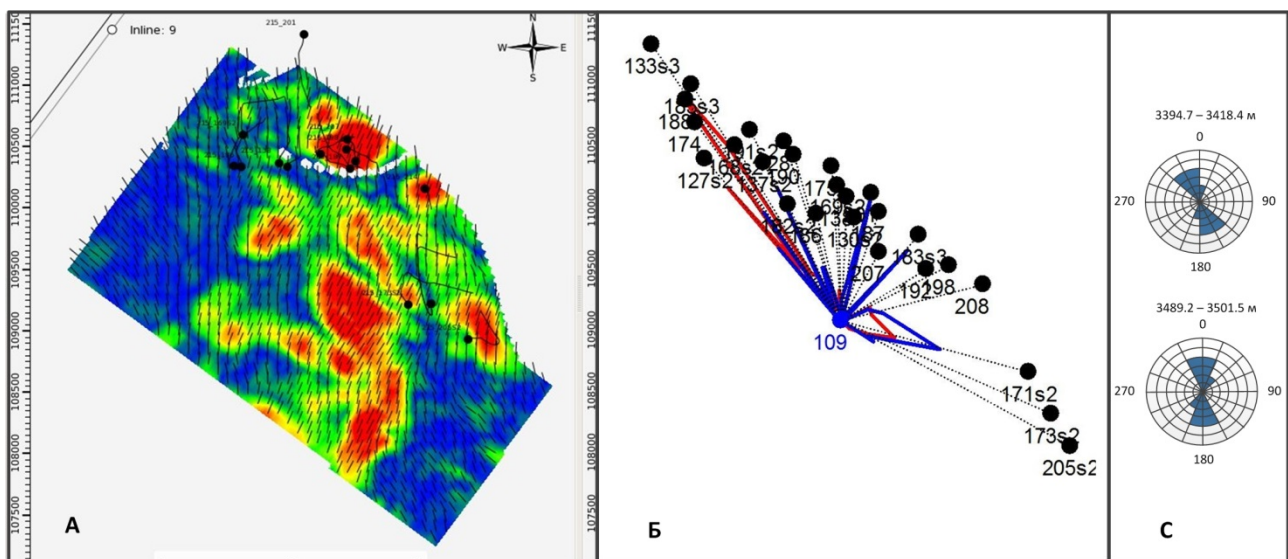
На основе полученных кубов были экстрагированы карты атрибутов трещиноватости в интервале коллекторов межсолевого комплекса месторождения (рис. 4).

Проведена предварительная оценка атрибутов трещиноватости карбонатных коллекторов межсолевого комплекса на базе сопоставления дебитов скважин с атрибутами трещиноватости. По этим оценкам наблюдается прямая зависимость между атрибутом плотности трещин и дебитом скважин.

Ориентация оси симметрии НТІ анизотропии межсолевого комплекса, рассчитанная по сейсмическим данным показала, что на месторождении развиты как минимум две системы трещиноватости – от северо-северо-западного до северо-северо-восточного направления.

Роза-диаграмма полученная по результатам трассирования показывает хорошую корреляцию доминирующих направлений движения потоков с основными трендами направления трещиноватости.

Направление анизотропии горных пород (рис. 4С), полученное в результате исследований прибором волнового широкополосного акустического каротажа АВАК-11, проведенные в открытом стволе скважины № 211-Южно-Осташковичская так же подтверждает тренды направления трещиноватости полученной по сейсмическим данным (Дубинин и др., 2017).



**Рис. 4.** Анализ результатов (слева направо): А – карта плотности трещин и ее направленности в векторном варианте, Б – роза-диаграмма распределения основных фильтрационных потоков и максимальных скоростей движения меченой жидкости на участке нагнетательной скважины № 109-Южно-Осташковичская (пласт ptr-zd), С – направление анизотропии по результатам АВАК-11

**Fig. 4.** Analysis of the results (from the left to the right): А – map of the crack density and its directivity in the vector variant, Б – rose-diagram of the distribution of the main filtration flows and maximum velocities of the traced fluid in the section of the marked fluid in the section of the production well № 109-South-Ostashevichskaya (layer ptr-zd), С – direction of anisotropy by results of AVAK-11



injection well # 109-Yuzhno-Ostashkovichskaya (ptr-zd), C –direction of anisotropy based on the results of АВАС-11

### **Выводы**

Следует отметить, что полно-азимутальные данные – это ключ к детальному пониманию строения резервуара. Технология глубинной полно-азимутальной угловой миграции и AVAZ инверсии позволяет получать более точные глубинные изображения и извлекать важную информацию о трещиноватости коллекторов. Полученные результаты свидетельствуют о перспективности полно-азимутальных сейсмических исследованиях применительно к месторождениям углеводородов на территории Белоруси со сложной геологией в условиях соляно-купольной тектоники.

По результатам анализа – распределение плотности трещин и их ориентация имеют прямую связь с продуктивностью, результатами гидродинамических исследований скважин и результатами широкополосного акустического каротажа АВАК-11.

### **Список литературы**

1. Александров А.А. и др. Проект на проведение полевых сейсморазведочных работ 3D/3C на Южно-Осташковичском месторождении. – Управление полевых сейсморазведочных работ, «Производственное объединение «Белоруснефть», Речица, 2012. – 50 с.
2. Гарцев Я.А. и др. Отчет по теме: «Анализ и обобщение результатов геологоразведочных работ на площадях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» за 2005 год». – Упргеологии, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», Гомель, 2006. – 165 с.
3. Гарцев Я.А. и др. Отчет по теме: «Анализ и обобщение результатов геологоразведочных работ на площадях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» за 2008 год». – Упргеологии, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», Гомель, 2009. – 399 с.
4. Громько В.М., и др. Отчет по теме: «Обработка и интерпретация сейсморазведочных данных с целью выявления, подготовки к бурению структур и детализации строения месторождений на территории деятельности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в 2013 году». – БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», Гомель, 2014. – 247 с.
5. Дубинин Б.А., и др. Отчет по теме: «Проведение геологоразведочных работ на площадях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» за 2016 год». – БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель, 2017. – 2017 – 475 с.
6. Конюшенко А.С., Солган В.Д., Шумиляк В.М. Опыт применения технологии ES360 и AVAZ инверсии в условиях солянокупольной тектоники на Южно-Осташковичском

месторождении для изучения трещиноватости в межсолевых и подсолевых карбонатных коллекторах верхнего девона Припятского прогиба. Минск. – Литосфера, №2 (41) – 2014. – С. 146-156.

7. Canning A. and Malkin A. 2008. Removing NMO/migration stretch effects for improved AVO analysis, Hyderabad: 7th Conference and Exposition on Petroleum Geophysics. P. 341-366.
8. Koren Z., Ravve. I., Ragoza E., Bartana A. 2008. Full-azimuth Subsurface Angle Domain Wavefield Decomposition and Imaging: Geophysics, 76 no. 1, S1–S13, 19 FIGS.10.1190/1.3511352,

#### References

1. Aleksandrov A.A. et al. 2012. The project for 3D / 3C field seismic surveys at Yuzhno-Ostashkovichi field – Field Seismic Exploration Management, «Belorusneft Production Association». Rechitsa. 50 p. (In Russian)
2. Hartsov Y.A. et al. 2006. Report on the topic: «Analysis and generalization of the results of geological prospecting works on the premises of RUE» Belorusneft Production Association for 2005» – Uprgeologii RUE» Production Association «Belorusneft». Gomel. 165 p. (In Russian)
3. Hartsov Y.A. et al. 2009. Report on the topic: «Analysis and generalization of the results of exploration work on the premises of RUE» Production Association «Belorusneft» for 2008». Uprgeologii RUE «Production Association» Belorusneft». Gomel. 399 p. (In Russian)
4. Gromyko V.M. et al. 2014. Report on the topic: «Processing and interpretation of seismic data in order to identify, prepare for drilling of structures and detailing the construction of deposits in the territory of the RUE Production Association» Belorusneft» in 2013. BelNIPIneft RUE «Production Association» Belorusneft», Gomel. 247 p. (In Russian)
5. Dubinin B.A. et al. 2017. Report on the theme: «Conducting exploration works on the premises of RUE Production Association» Belorusneft» for 2016». BelNIPIneft. RUE Production Association Belorusneft Gomel. 475 p. (In Russian)
6. Konyushenko A.S., Solgan V.D., Shumilyak V.M. 2014. The experience of the application of ES360 and AVAZ inversion technology under the conditions of the salt dipole tectonics at Yuzhno-Ostashkovichskoye field for the study of fracturing in intersoil and salt-bed carbonate collectors of the Upper Devonian of the Pripyat deflection. Minsk, Lithosphere. #2 (41). P. 146-156 (In Russian)
7. Canning A. and Malkin A. 2008. Removing NMO/migration stretch effects for improved AVO analysis, Hyderabad: 7th Conference and Exposition on Petroleum Geophysics. P. 341-366.
8. Koren Z., Ravve. I., Ragoza E., Bartana A. 2008. Full-azimuth Subsurface Angle Domain Wavefield Decomposition and Imaging: Geophysics, 76 no. 1. S1–S13. 19 FIGS.10.1190/1.3511352,