

# Новые возможности обработки и интерпретации сейсмических данных в оценке перспективности локальных объектов

Дулат Калимович АЖГАЛИЕВ<sup>1\*</sup>,  
Серик Мухамбетович ИСЕНОВ<sup>2</sup>,  
Самат Галымжанович КАРИМОВ<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ТОО «Компания «Недра-Инжиниринг», Республика Казахстан, Алматы

<sup>2</sup>ТОО «Геомедж КЗ», Республика Казахстан, Алматы, Бостандыкский район

<sup>3</sup>Евразийский национальный университет имени Л. Н. Гумилева, Республика Казахстан, Астана

**Актуальность.** Оценка перспектив нефтегазоносности поисковых объектов наряду с выяснением характера и особенностей их внутреннего строения обуславливает необходимость совершенствования новых направлений и тенденций в вопросе повышения качества результатов сейсмических исследований. Методы сейсморазведки являются основной информационной базой в подготовке и обосновании перспективных объектов, определении оптимального размещения проектных глубоких скважин. В связи с этим применение инновационных технологий в обработке и интерпретации сейсмических данных (2Д и 3Д – МОП) на современной стадии изученности приобретает большое значение.

**Цель и задачи.** Необходимо дать оценку возможностям эффективного применения инновационных технологий на примере характерных участков в пределах Прикаспийского (восточная бортовая зона) и Шу-Сарысуского (Мойынкумская впадина) бассейна для выделения перспективных объектов в палеозойской толще. Задачей является обоснование применения новых технологий. Для этого определены три основных направления: оптимизации параметров полевых работ на этапе сбора первичной информации, развития и внедрения новых систем программного обеспечения и на этапе оптимизации технологий интерпретации и построения моделей.

**Результаты применения.** Данные методы ориентируются на объекты, сопровождающиеся повышенной сложностью и условиями залегания. Более детально их применение рассмотрено на объектах восточного борта Прикаспийского бассейна. С учетом этого приведены особенности регионального и площадного прослеживания основных объектов, ориентированных на карбонатные толщи КТ-II и КТ-I. Приведены последние результаты и данные бурения по площадям Жанажол-Торткольской зоны поднятий, Боржер-Акжарской ступени, Остансукского прогиба (Акжар Восточный, Жанажол, Урихтау, Тузкум, Алибекмола). Отдельно показаны возможности сейсмических технологий в комплексе с данными ГИС в целях эффективного выделения потенциальных объектов интервалов для опробования. Накопленный опыт проведения сейсмических исследований и допущенных при этом издержек уточняется и способствует более эффективным подходам в их применении, в том числе высокоразрешающей сейсморазведки, методики многоазимутального ВСП, мультифокусинга и дифракционного мультифокусинга.

**Выводы.** Новые перспективные объекты (при условии постановки для их детального изучения инновационных технологий) прогнозируются в относительно погруженных отдаленных районах восточной бортовой зоны (Шубаркудук-Коскольская и Боржер-Акжарская зоны поднятий). Обосновывается остающийся значительный и еще нерезализованный в полной мере потенциал толщ КТ-II и КТ-I. Рассмотрены возможности расширения спектра направлений нефтепоисковых работ по изучению перспективных объектов и поднятий (верхний девон–нижний карбон, средний–верхний карбон, нижняя пермь).

**Ключевые слова:** Прикаспийский бассейн, восточный борт, карбонатные пачки КТ-II и КТ-I, палеозойский комплекс, сейсмические исследования 2Д/3Д, обработка данных и интерпретация, подсолевые отложения, перспективы нефтегазоносности, локальные поднятия, карбонатные породы, осадконакопление, углеводороды, направления геологоразведочных работ.

## Введение

### Задачи и факторы совершенствования сейсмических методов

Оценка перспектив нефтегазоносности поисковых объектов наряду с выяснением характера и особенностей их внутреннего строения обуславливает необходимость совершенствования новых направлений и тенденций в вопросе повышения качества результатов сейсмических исследований. Методы сейсморазведки, в свою очередь, являются основной информационной базой в подготовке и обосновании перспективных объектов, определении оптимального размещения проектных глубоких скважин при поисках и разведке нефти и газа.

Несмотря на очевидность необходимости дальнейшего совершенствования методов сейсморазведки 2Д и 3Д, в особенности обработки и интерпретации данных, не во всех перспективных регионах и бассейнах конкретные шаги в этом отношении проводятся успешно. Этому есть всем известные причины объективного характера, связанные:

- с ослаблением роли Комитета геологии и недропользования МИИР РК, ведущих профильных НИИ в управлении и реализации перспективных и текущих программ геологоразведочных работ (далее – ГРР) и в первую очередь в освоённых осадочных бассейнах страны;

- относительно низкой мировой ценой на нефть в последние годы на фоне объективного роста рыночной стоимости ГРР, в особенности наиболее технически и методически сложных методов и технологий (сейсморазведка в различных модификациях и др.) в современных условиях;

- желанием недропользователей упростить Рабочие программы по геологоразведке, порой с применением для поисковых работ относительно дешевых методов и технологий, чтобы получить сомнительные экономии по затратам на ГРР в кризисный период;

- пренебрежением в кризисный период другими важными для результативности ГРР в целом параметрами (глубоким научным анализом ГРР на всех этапах, нарушением принципов стадийности, требований положений Инструкций о подготовленности объектов к бурению, по объективной оценке запасов и т. д.).

Отметим при этом, что налицо фактическое желание ряда нефтяных компаний упростить применение и самой сейсморазведки ОГТ на конкретных объектах и ограничиться, например, лишь переобработкой старых материалов по

\* ✉ [dulat.azhgaliev@gmail.com](mailto:dulat.azhgaliev@gmail.com)

 <http://orcid.org/0000-0001-9770-0473>

стандартным технологиям, забывая, что положительных результатов сейсмических исследований можно добиться в целом, соблюдая единство и тесную связь материала на всех трех этапах: полевые работы (первичный материал), обработка, интерпретация и моделирование.

Применение инновационных технологий в сейсмических методах важно как на этапе полевых работ (сбора информации), так и на этапах обработки первичной информации, интерпретации и построения моделей разреза. Соответственно применение инновационных технологий в современной сейсморазведке следует рассматривать также в трех взаимосвязанных направлениях [1].

1. Оптимизация параметров полевых работ, в особенности на этапе сбора первичной информации. Разнообразие сеймогеологической обстановки на значительной по площади территории Казахстана вынуждает порой отказаться от выработанных опытным путем некоторых осредненных параметров сейсмической съемки в зависимости от конкретных условий.

2. Развитие и внедрение новых систем программного обеспечения на этапах обработки первичной информации на сегодня характеризуется значительным прогрессом. Это достигнуто в результате применения в областях развития солянокупольной тектоники Прикаспийского бассейна программ глубинной миграции PSDM и RTM, основанных на миграционных преобразованиях временных разрезов до и после суммирования.

В связи с этим отметим, что с развитием технической базы и появлением суперкомпьютеров в начале XXI в. в ряде стран (включая Казахстан) активизировалось применение мощного программного комплекса «Мультифокусинг» (далее – МФ), позволяющего за счет многократного накопления сигнала в области Френеля резко увеличить разрешающую способность сейсмического сигнала и повысить соотношение сигнал/помеха.

3. На этапе оптимизации технологий интерпретации и построения моделей разреза, на котором используются данные предыдущих этапов, следует привлекать данные ГИС и керны скважин. Интерпретация в каждом программном комплексе завершается построением модели разреза по структуре, месторождению, в том числе получение трехмерной модели сложного строения месторождений на примере использования новейшего программного комплекса SKUA компании “Paradigm”, являющейся вместе с компанией “Shlumberger” основным поставщиком программных продуктов на рынке Казахстана (рис. 1).

#### Опыт внедрения новых и инновационных технологий

Следует отметить, что внимание к новым методам со стороны недропользователей в настоящее время далеко недостаточное, что можно объяснить, на наш взгляд, кроме финансовой стороны, излишней осторожностью, свойственной при знакомстве и встрече с чем-то новым, отсутствием должной статистики в успешности проведения тех или иных уникальных методик.

Анализируя состояние проводимых сейсмических исследований по изученным регионам, отметим следующее. Наиболее системно в настоящее время проводятся сейсмические исследования на акватории Каспийского моря, начатые сравнительно недавно со съемки МОГТ-2Д (далее – 2Д) всей казахстанской части акватории моря, выполненной в 1993–

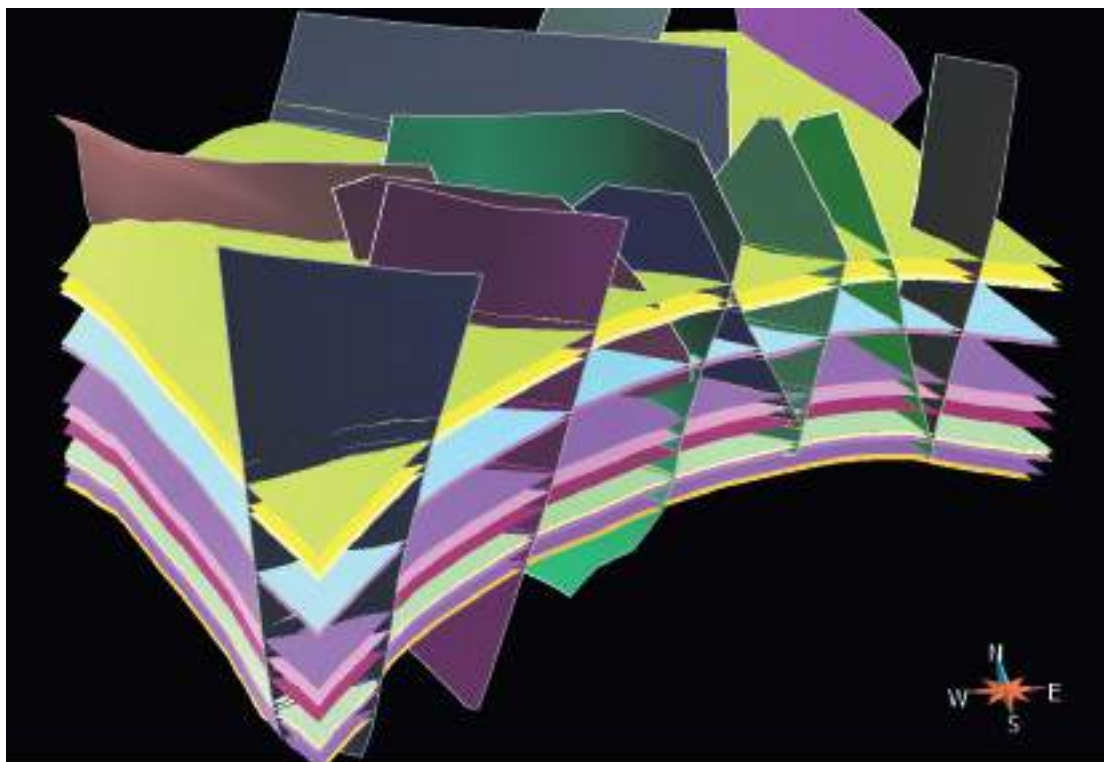
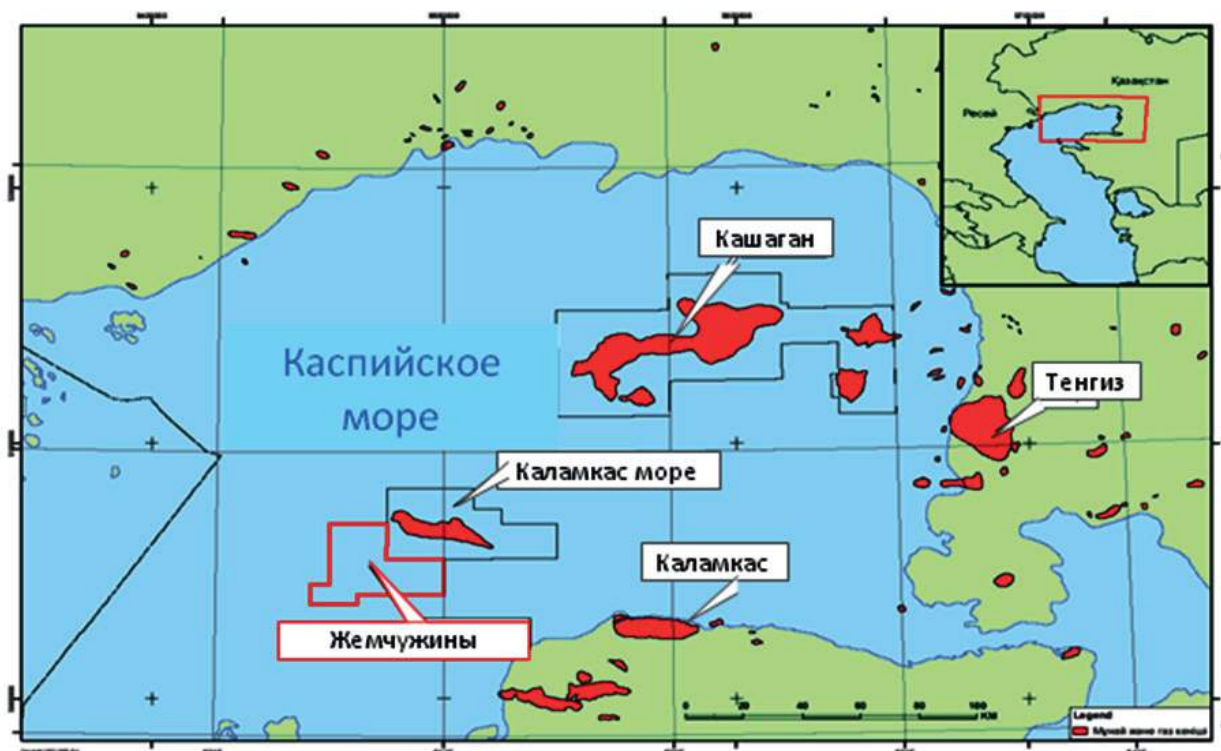


Рисунок 1. Трехмерная модель строения месторождений с применением программы SKUA (по данным компаний “Paradigm” и “Shlumberger”).

Figure 1. Three-dimensional model of the structure of deposits using the program SKUA (according to the data of Paradigm and Shlumberger).



**Рисунок 2. Зоны нефтегазоаккумуляции и месторождения акватории Северного Каспия и прибрежной части юга Прикаспийского бассейна (по данным АО НК «КазМунайГаз», 2013 г.).**  
**Figure 2. Zones of oil and gas accumulation and deposits of the water area of the Northern Caspian and the coastal part of the south of the Pre-Caspian basin (according to AO NK KazMunaiGas, 2013).**

1995 гг. консорциумом «Казахстанкаспийшельф» по равномерной квадратной сети профилей с высокой кратностью наблюдений [2–4]. В последующем на перспективных участках проведено поисково-разведочное бурение, по результатам которого открыты месторождения Кашаганской группы, блоков «Жемчужины», «Н» и др. (рис. 2). После проведения на участках с обнаружениями работ МОГТ-3Д (далее – 3Д) и подсчета запасов в 2017 г. началось промышленное освоение залежей Кашаганской группы.

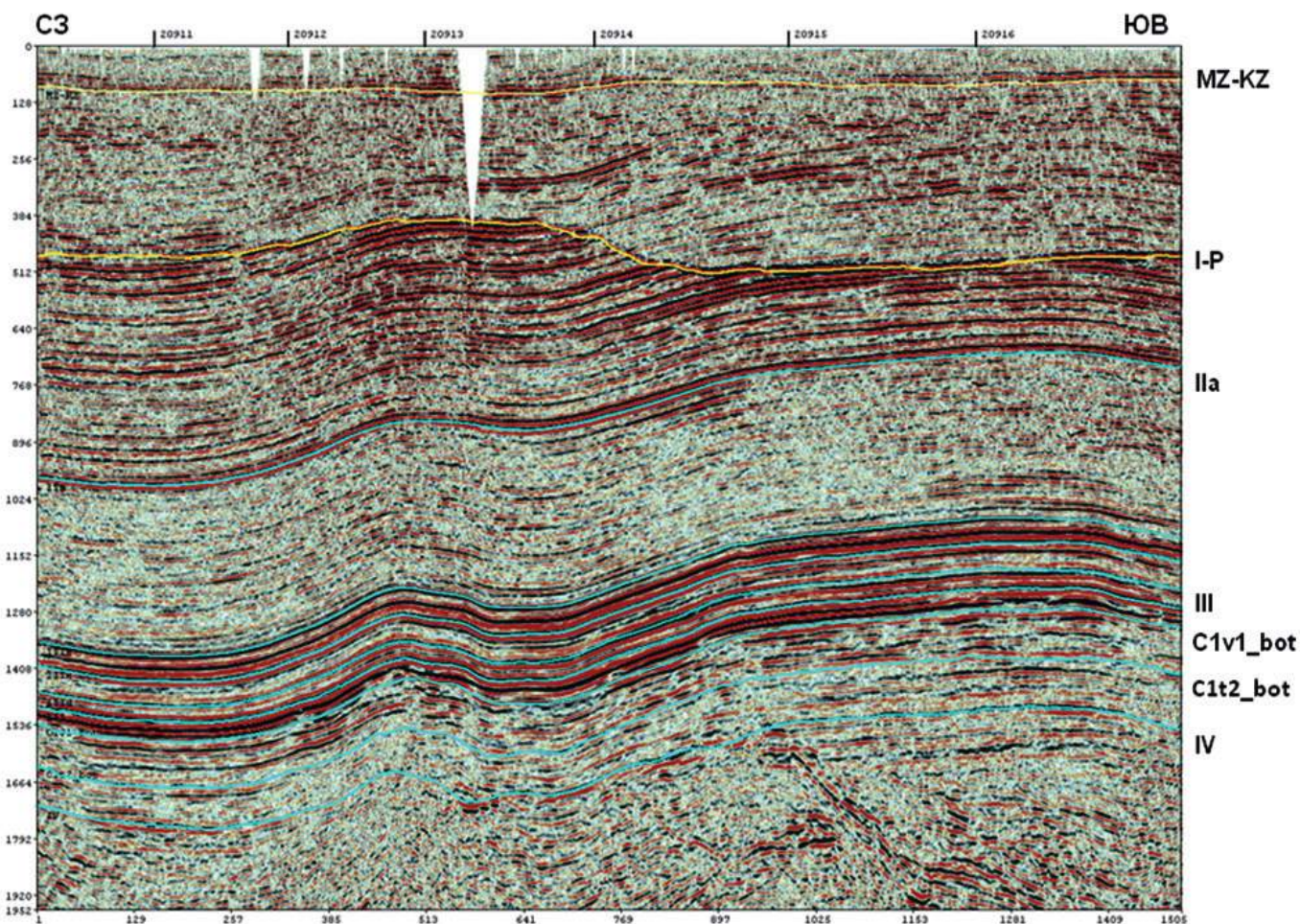
В целом при существенных успехах геологоразведки на акватории Северного Каспия следует отметить, что некоторая поспешность и порой замена качественной сейсмической съемки на детальном этапе дешевыми геофизическими методами (ДНМЭ и др.) привела к грубым просчетам и отрицательным результатам поисков на крупных блоках Курмангазы, Аташ, Тюб-Караган, т. е. повторное недостаточно обоснованное проведение съемки 2Д перед съемкой 3Д привело к существенному удорожанию проекта «Н». Проводимая 3Д-съемка на локальных морских объектах, к сожалению, также не отличается высокой экономической эффективностью из-за малых площадей размещения съемки и удаленности их друг от друга.

На суше до 1970-х гг. в относительно простых по геологическому строению осадочных комплексах, вмещающих основные нефтегазопродуктивные горизонты на глубинах 3–4 км (Мангышлакский, Устюрт-Бозашинский, Шу-Сарысуский бассейны, включая и надсолевые месторождения Эмбинского района Прикаспийского бассейна), поисковые задачи решались даже при помощи упрощенной технологии сейсморазведки МОВ (кратностью до 6). А уже в 1980-х гг. с внедрением метода ОГТ (МОГТ) кратностью 12–24 и новых программных комплексов были открыты наши ныне действующие гиганты на глубинах до 6 км (Тенгиз, Карачаганак, Жанажол), разрез которых осложнен солянокупольной тектоникой.

В последующем принятая Правительством РК Программа «Глубокие горизонты», направленная на изучение и обнаружение залежей УВ на глубинах 7–8 км и более, предполагает необходимость дальнейшего совершенствования технологических аспектов при проведении сейсмических исследований [2, 5]. При этом основные принципы оптимизации технологий МОГТ в Казахстане, по мнению авторов, могут базироваться на ряде новых технологий сейсмических исследований, опробованных в Казахстане и успешно проявивших себя в решении сложных задач, стоящих перед сейсморазведкой [6].

**Предложения по проведению новых сейсмических методов**

Высокоразрешающая сейсморазведка (далее – ВРС). Работы по данной методике в соответствии с проектом АО «КазТрансГаз» были начаты в опытном порядке в 2005 г. на участках барханных песков Мойынкумской впадины в Шу-Сарысуском бассейне с участием партнерской компании из России. Работы проведены в районе газовых месторождений Мойынкумской впадины с началом их освоения. Эти месторождения были открыты более 40 лет назад и долгое время находились в консервации. На первоначальном этапе недропользователь решил ограничиться проведением работ МОГТ-3Д только в пределах наиболее крупного месторождения Амангельды на площади 100 км<sup>2</sup> с применением стандартной методики – виброисточников и системы наблюдений, наработанной в условиях других районов Казахс-



**Рисунок 3. Корреляция отражающих горизонтов по профилю 20917 по характерным структурам Мойынкумской впадины.**  
**Figure 3. Tracking of reflection horizons along the profile 20917 using the characteristic structures of the Moiynkumskaya depression.**

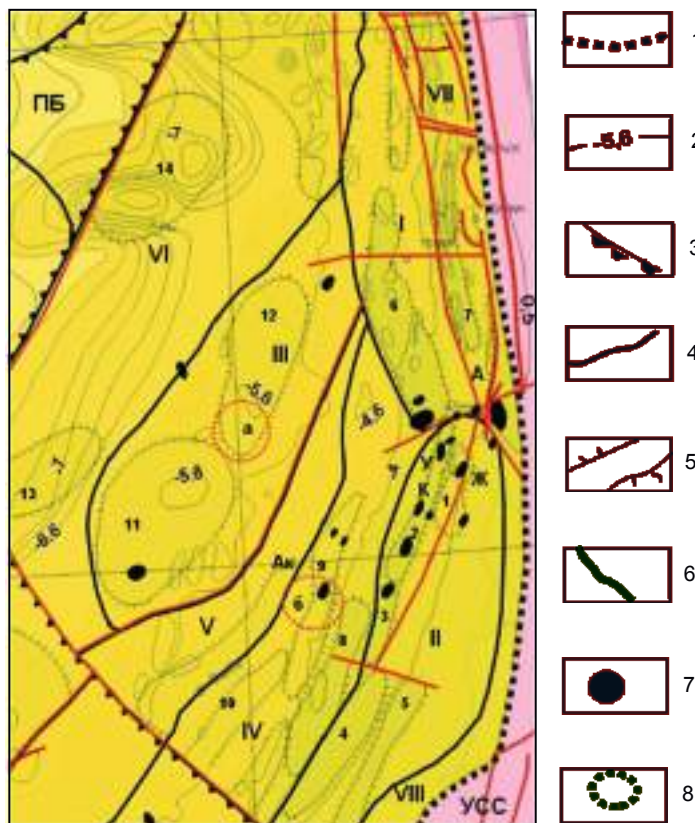
тана. Однако, как показали результаты последующего анализа, полученные полевые сейсмические данные съемки 3Д в условиях сложного строения верхней части разреза (барханные пески до 50–70 м) и тонкослоистого разреза продуктивной толщи месторождения Амангельды оказались недостаточно информативными. Материалы выполненного динамического анализа сейсмических атрибутов до сих пор плохо увязываются с дебитами газа месторождения, находящегося в эксплуатации уже более 15 лет.

В поисках решения проблемы уже в 2005 г. АО «КазТранГаз» после проведения 3Д-съемки вынужден был отработать на месторождении несколько профилей по технологии ВРС. Вот уже более 10 лет успешно проводимые полевые работы по технологии ВРС в Мойынкумской впадине показывают высокую эффективность, несмотря на сложный характер разреза, резко ухудшающий качество первичного сигнала. Кроме существенного повышения соотношения «сигнал/помеха» и разрешенности сейсмической записи на временных разрезах, на некоторых участках (Султанкудук) удалось получить четкое отображение газо-водяного контакта залежи, подтвержденной результатами последующего бурения.

В дальнейшем эти работы стимулировали широкое применение данной технологии и на других месторождениях, включая отечественные палеозойские «гиганты» Тенгиз и Карачаганак [7]. Суть технологии заключается в возбуждении сигнала малыми зарядами, располагаемыми ниже зоны малых скоростей (ЗМС) на глубине 50–70 м. За счет существенного расширения спектра полезного сигнала в сторону высоких частот удалось резко увеличить разрешающую способность сейсморазведки. В результате оказалось возможным более уверенно выделять отражающие границы в сложном тонкослоистом разрезе палеозойской продуктивной толщи (рис. 3).

На более сложных по внутреннему строению перспективных территориях, полагаем, применение технологии ВРС позволило бы улучшить вертикальное разрешение сейсмической записи, что также характеризуется расширением амплитудно-частотного спектра в сторону высоких частот. В качестве такой территории в полной мере представляется Прикаспийский бассейн, высокоперспективный для обнаружения крупных залежей нефти и газа в палеозойском комплексе отложений. Ряд крупных месторождений открыт на восточном борту бассейна – Кожасай, Жанажол, Урихтау и др. (рис. 4). Сложность объектам данной категории дополнительно придает приуроченность их к мощным покровам барханных песков Кокжиде, развитых в приповерхностной зоне, аналогичных барханным пескам Мойынкумской впадины.

Авторами в свое время ставилась задача необходимости проведения сейсморазведки 3Д по технологии ВРС. К сожалению, предложенные ими доводы ранее оператором проекта Урихтау не были приняты, что в последующем привело к дублированию проведенных съемок 3Д с новыми параметрами на некоторых участках и, соответственно, к излишним затратам.



**Рисунок 4. Тектоническая схема палеозойского комплекса восточного борта Прикаспийского бассейна (У. А. Акчулаков и др., 2009–2013 гг.).** 1 – геоструктуры I-го порядка: ПБ – Прикаспийский бассейн, УСС – Уральская складчатая система; 2 – изогипсы по кровле палеозоя, км; 3 – контуры восточного борта Прикаспийского бассейна; 4 – элементы нижнего порядка; зоны поднятий: I – Темирская, II – Жанажол-Торткольская, III – Шубаркудук-Коскольская; ступени: IV – Боржер-Акжарская, V – Байганинская, VI – Егинды-Сарыкумакская, прогибы: VII – Остансуцкий, VIII – Терескенский; 5 – тектонические валы: 1 – Жанажол-Синельниковский, 2 – Урихтау-Кожасайский, 3 – Тузкумский, 4 – Торткольский, 5 – Восточно-Торткольский, 6 – Кенкияк-Аккудукский, 7 – Алибекмолинский, 8 – Боржерский, 9 – Акжарский, 10 – Акшункольский, 11 – Коскольский, 12 – Караулкельдинский, 13 – Сарыкумакский, 14 – Егинды-Кайдинский; 6 – разломы; 7 – месторождения УВ: А – Алибекмола, У – Урихтау, Ж – Жанажол, Ак – Акжар, К – Кожасай; 8 – участки развития крупных палеозойских поднятий: а – Шиликты – Шиликты Северный, б – Акжар-Курсай.

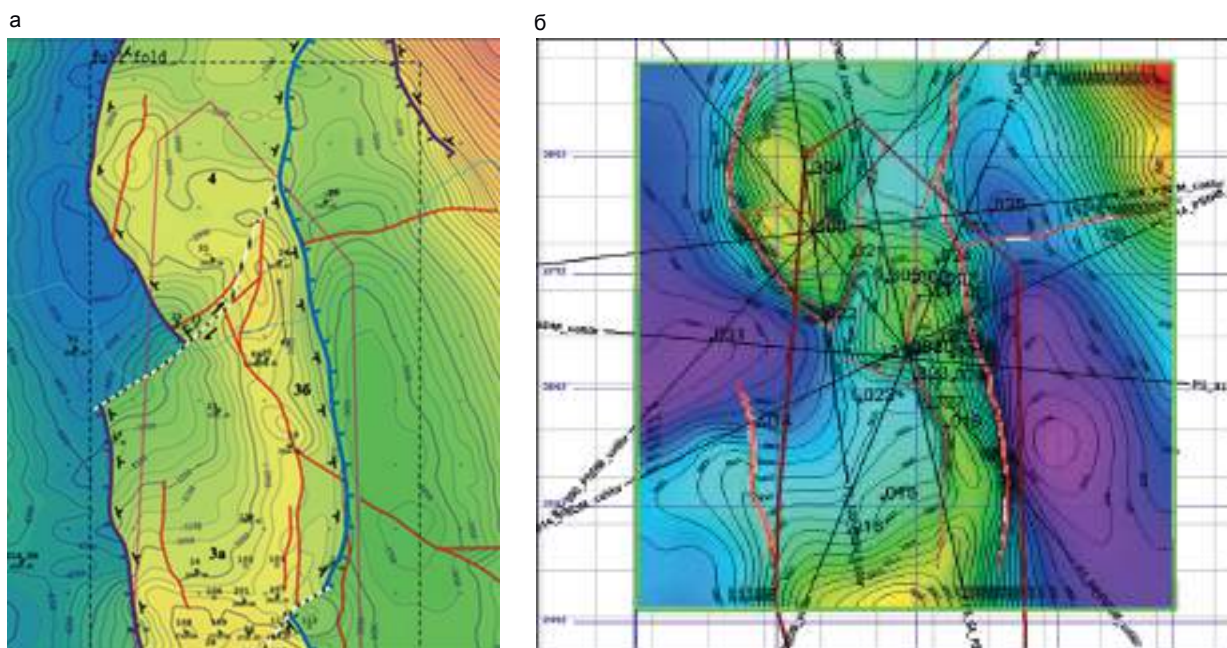
**Figure 4. Tectonic map of the Paleozoic complex of the eastern side of the Caspian basin (U. A. Akchulakov et al., 2009-2013).** 1 – geostructures of I-st order: PB – Pre-Caspian basin, UFS – Urals fold system; 2 – structural contours along the top of the Paleozoic, km; 3 – lineaments of the eastern side of the Pre-Caspian basin; 4 – elements of lower order; uplift zones: I – Temirskaya, II – Zhanazhol-Tortkolskaya, III – Shubarkuduk-Koskolskaya; steps: IV – Borzher-Akzharskaya, V – Baiganinskaya, VI – Egindy-Sarykumakskaya, depressions: VII – Ostansuksky, VIII – Tereskensky; 5 – tectonic ramparts: 1 – Zhanazhol-Sinelnikovsky, 2 – Urikhtau-Kozhasaysky, 3 – Tuzkumsky, 4 – Tortkolsky, 5 – Vostochno-Tortkolsky, 6 – Kenkiyak-Akkuduksky, 7 – Alibekmolinsky, 8 – Borzhersky, 9 – Akzharsky, 10 – Akshunkolsky, 11 – Koskolsky, 12 – Karaulkeldinsky, 13 – Sarykumaksky, 14 – Egindy-Kaindinsky; 6 – faults; 7 – hydrocarbon fields: A – Alibekmola, U – Urikhtau, Zh – Zhanazhol, Ak – Akzhar, K – Kozhasay; 8 – areas of development of large Paleozoic uplifts: a – Shilikty – Shilikty Severny, b – Akzhar-Kursay.

Кроме полевой сейсморазведки, в последние годы наметилась активизация внимания нефтегазовых компаний к более глубокому изучению околоскважинного пространства методами скважинной геофизики. Так, с применением данных технологий проведено «опробование» скважин месторождений Карачаганак, Кашаган, Алибекмола [6].

По комплексной методике многоазимутального ВСП (далее – МА ВСП) можно получить сейсмические изображения 2Д (3Д) околоскважинного пространства по нескольким азимутам. Новый метод основывается на применении многоуровневых зондов, позволяющем ускорить и удешевить работы ВСП, а в комплексе с МОГТ-2Д получить объемное изображение особенностей геологического строения вблизи критических скважин. Как известно, результаты вертикального сейсмического профилирования (далее – ВСП) служат для целей повышения точности съемки и реальной оценки параметров сейсмических сигналов. Однако ВСП на большинстве проектов и до сих пор применяется по устаревшей и достаточно простой технологии с применением 3–5 точечных приемников в зонде, требующей многократного перемещения зонда по стволу скважины и возбуждения сейсмических колебаний из нескольких пунктов.

В перспективе данные МА ВСП могут обеспечить не только детальное изучение околоскважинного пространства, включая прослеживание малоамплитудных тектонических нарушений и развития зон трещиноватости (каверно- и/или карстообразования), совместно с данными ГИС. При выявлении устойчивых корреляционных связей между параметрами сейсмических сигналов МА ВСП и физическими параметрами отложений, определенными по данным ГИС и керну, можно будет ожидать наличия подобных корреляционных связей с сейсмическими сигналами на данных наземной сейсморазведки.

Такой эксперимент с выполнением МА ВСП с одновременной наземной регистрацией сейсмических сигналов по соответствующим азимутальным линиям был реализован в АО НК «КазМунайГаз» (2011–2012 гг.) на месторождении



**Рисунок 5. Площадь Алибекмола. Структурная схема по кровле толщи КТ-II (по данным АО НК «КазМунайГаз», 2012 г.). а – предварительная схема 2005 г.; б – схема 2011–2012 гг.**

**Figure 5. The Alibekmola area. Structural scheme for the top of the KT-II stratum (according to the data of AO NK KazMunayGas, 2012). а – preliminary scheme of 2005; б – the scheme of 2011–2012.**

Алибекмола под методическим руководством авторов данной статьи и специалистов компаний “Shlumberger” и «Азимут энергии сервисез». Применение инновационных технологий МФ и данных обработки МА-ВСП на объектах восточного борта Прикаспийского бассейна (Алибекмола, Кожасай) позволило в существенной мере улучшить соотношения сигнал/помеха, качественный прирост визуализации в трехмерном изображении особенностей сложного строения месторождений.

Весьма ценными в практическом отношении также являются результаты комплексного изучения структурного плана и распределения залежей УВ, полученные экспериментальным путем в центральной и сложной по строению северной части месторождения Алибекмола (рис. 5). Результаты комплекса геофизических методов, включая сейсмические (МА ВСП и МОГТ) и ГИС по глубокопроникающей акустике, позволили уточнить модель и выдать обновленную схему северной части месторождения, поясняющую причины низкого дебита нефти в скважинах северного блока месторождения Алибекмола относительно проектного уровня. Отметим, что ранее при проектировании разработки данного месторождения за основу была взята предварительная структурная схема 2005 г. и принятая ранее усеченная площадь съемки 3Д в северной части не позволила построить оптимальную геологическую модель. В сравнении с ней уточненная схема 2011–2012 гг. позволяет наглядно представить погрешности в построениях и модели строения сложной северной части месторождения. В последующем допущенные ранее при проведении геологоразведочных работ на северном блоке просчеты, приведшие, как известно, к значительным экономическим «издержкам», по данным бурения и результатам испытания новых поисковых скважин были подтверждены.

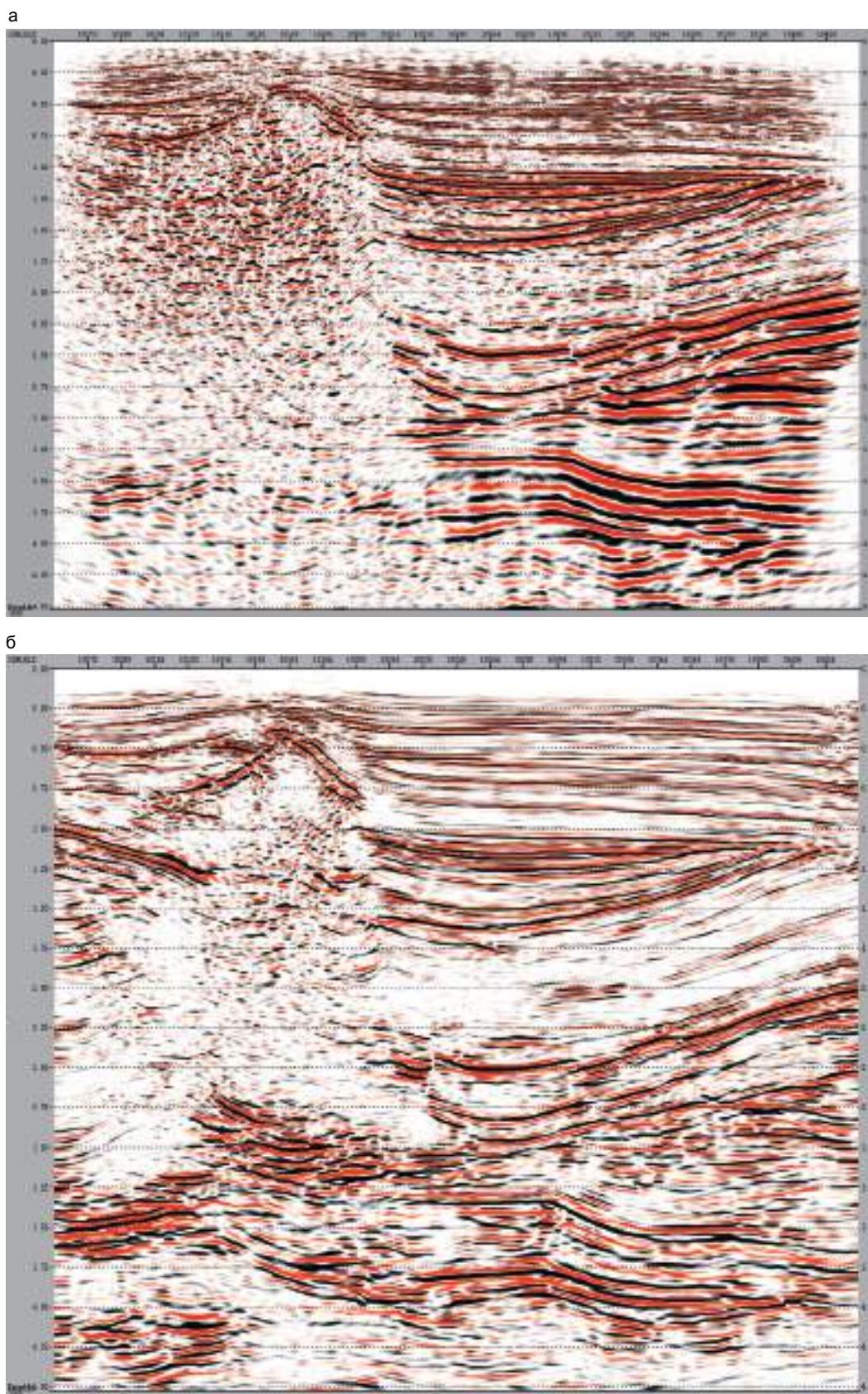
#### Новое в обработке и интерпретации данных МОГТ

Среди проектов с применением инновационных «подходов» по сейсмическим исследованиям отметим исследования на базе новой технологии обработки данных сейсморазведки 3Д – Мультифокусинг (далее – МФ), направленной, в первую очередь, на повышение разрешающей способности отраженных волн за счет повышения соотношения «сигнал/помеха».

На объектах восточного борта Прикаспийского бассейна было получено сравнение стандартного глубинного куба «PSDM» и глубинного куба «PostSDM» на основе суммарного куба МФ. При этом глубинная миграция после суммирования (PostSDM) была выполнена с использованием идентичной глубинно-скоростной модели PSDM (рис. 6). Инновационная технология МФ в сравнении с МОГТ имеет ряд отличительных свойств, включая значительное увеличение статистического эффекта накапливания энергетических слабых сейсмических сигналов, учет локальной негиперболичности годографов отраженных волн, улучшающих качество сейсмического изображения на суммарном кубе МФ и сейсмической записи на улучшенных сейсмограммах до суммирования, сформированных по специальной опции МФ.

На глубинном кубе МФ+PostSDM значительно повышены качество прослеживания и вертикальная разрешенность сейсмической записи по опорным и вспомогательным отражающим горизонтам в подсолевом, надсолевом и соленосном комплексе в сравнении с кубом PSDM, полученным по стандартной технологии глубинной миграции до суммирования. В результате более четко выделяется грибообразный контур соляного купола, который ранее на кубе ОГТ имел трапециевидную форму. Существенно улучшилось изображение геологического строения карбонатно-терригенного комплекса под соляным куполом, осложненного амплитудными тектоническими разломами.

При обработке данных 3Д по технологии Дифракционный Мультифокусинг (далее – ДМФ) в интервале продуктивной карбонатной толщи из куба формируется схема амплитуд «объектов дифракции». Представляется график зависи-



**Рисунок 6. Сравнение глубинных кубов.** а – стандартная обработка PSDM; б – методика Мультифокусинг+ PostSDM (по данным АО НК «КазМунайГаз»; 2012 г.).  
**Figure 6. Comparison of deep volumes.** а – standard PSDM processing; б – a technique by Multifocusing + PostSDM (according to the data of AO NK KazMunayGas; 2012).

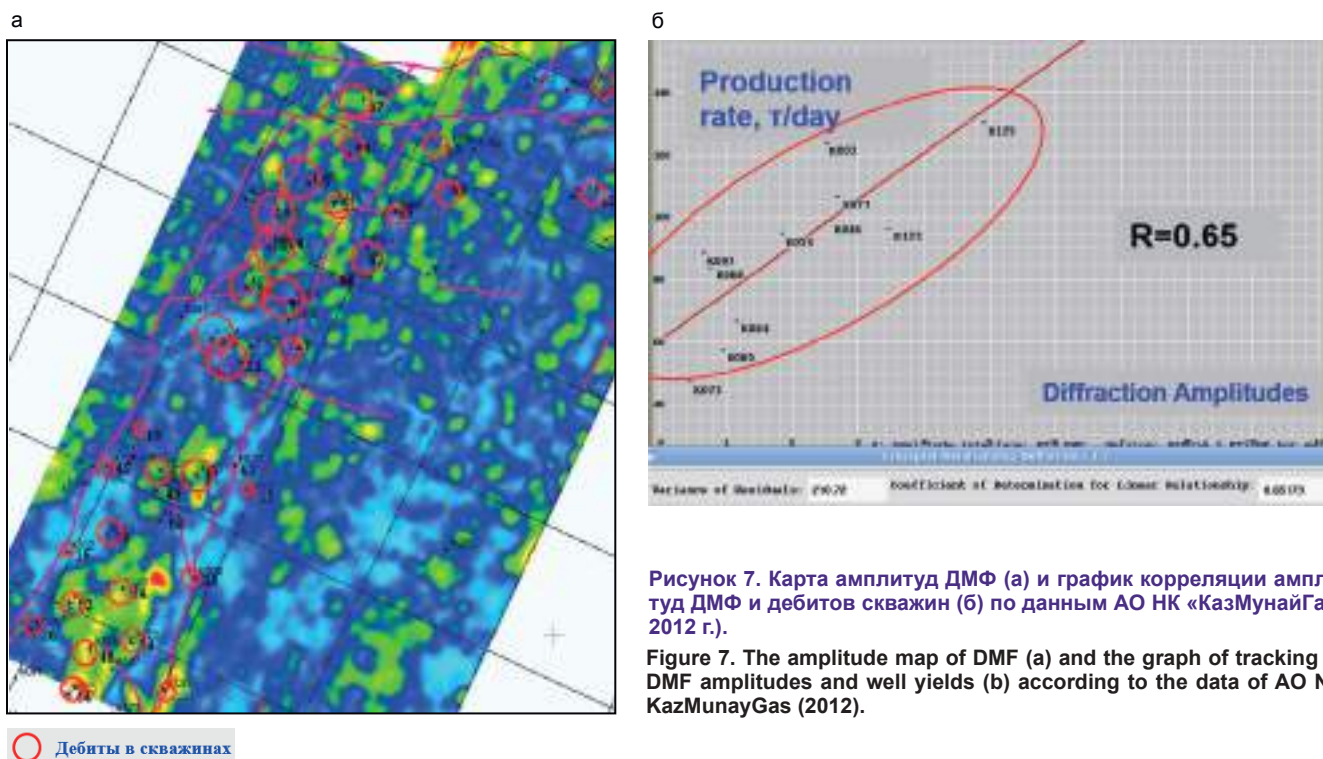


Рисунок 7. Карта амплитуд ДМФ (а) и график корреляции амплитуд ДМФ и дебитов скважин (б) по данным АО НК «КазМунайГаз» 2012 г.

Figure 7. The amplitude map of DMF (a) and the graph of tracking of DMF amplitudes and well yields (b) according to the data of AO NK KazMunayGas (2012).

мости амплитуд «объектов дифракции» с дебитами нефти в эксплуатационных скважинах (рис. 7). При этом получен достаточно высокий коэффициент корреляции амплитуд ДМФ и дебитов нефти – 0,65. Дифрагированные волны формируются от локальных геологических объектов, которые могут быть связаны с зонами трещиноватости, малоамплитудных тектонических нарушений и пр., т. е. с зонами повышенной проницаемости нефти. Поэтому наличие данной корреляционной связи может стать важным поисковым признаком выявления таких локальных геологических объектов [6]. Как известно, дебит является важнейшим интегральным параметром, зависящим как от пористости, так и от проницаемости резервуара, возможно, и трещиноватости, латерального изменения мощности и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов (далее – ФЭС).

При учете данных подходов и новых методик исследований обеспечивается существенное повышение информативности и эффективности сейсморазведочных проектов, связанных с задачами поисковых объектов в палеозойской толще, выделение и оконтуривание которых в условиях развитой солянокупольной тектоники Прикаспийского бассейна представляется достаточно сложным. Далее дается краткое описание особенностей геологического строения ряда перспективных районов, в которых внимание акцентируется на необходимости применения инновационных сейсмических технологий для решения конкретных геологических задач.

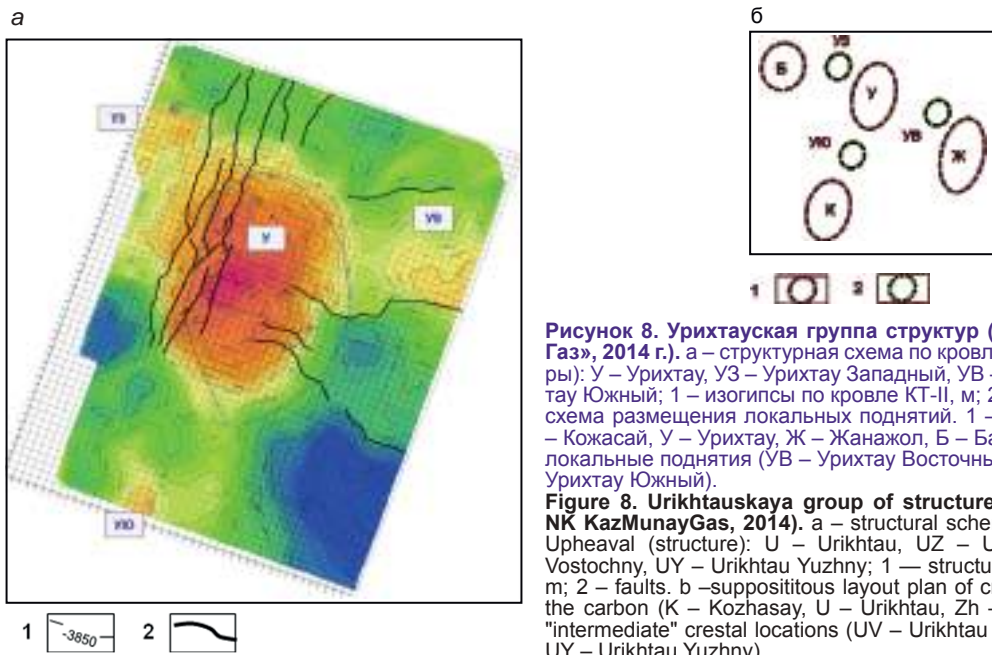
Высокая перспективность и актуальность изучения крупных объектов в палеозойской толще Прикаспийского бассейна, высокая динамика в проведении нефтяных операций в целом и, в частности, ГРП характерны для Прикаспийского бассейна, потенциальные возможности которого намного превосходят таковые у остальных, также активно изучаемых промышленно-нефтегазоносных регионов и бассейнов (Мангистау, Устюрт-Бозаши и др.) [5, 8, 9]. Главное значение Прикаспия в оценке углеводородного потенциала в палеозойском комплексе, содержащем все известные зоны нефтегазоаккумуляции (далее – ЗНГН) в отложениях преимущественно карбонатного состава, подтверждено результатами относительно недавно проведенного Проекта «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан» (У. А. Акчулаков и др., 2009–2013 гг.).

В поисковом отношении выявленные ЗНГН связаны с двумя основными типами объектов: мощные карбонатные платформы и рифогенные постройки, приуроченные к южному (Тенгиз, Кашаган) и северному (Карачаганак) борту, а также отдельные изолированные массивы и тела в карбонатных толщах КТ-II и КТ-I на восточном борту Прикаспийского бассейна [1, 10, 11].

В отношении восточного борта высокий потенциал в наращивании новых запасов нефти и газа придается региональным структурам II порядка (Жаназол-Торткольская, Темирская и Шубаркудук-Коскольская зоны валлообразных поднятий, Боржер-Акжарская ступень), рис. 4. Восточная бортовая зона Прикаспийского бассейна выделяется среди остальных регионов активным изучением новых возможностей в проведении и совершенствовании новых сейсмических методов и технологий [6]. В дополнительной степени процесс активного внедрения новых методов обработки и интерпретации сейсмических данных стимулируется существованием особого поискового интереса в изучении особенностей строения и формирования резервуарной части карбонатных толщ КТ-II и КТ-I, которые являются традиционным ориентиром нефтегазопроисловых исследований в этой части бассейна и в этом плане представляются уникальными [10].

Как известно, концептуальное значение при проведении ГРП на востоке Прикаспия представляют вопросы, связанные с характером регионального залегания и прослеживания толщ КТ-II и КТ-I, факторами, контролирующими





**Рисунок 8. Урихтауская группа структур (по данным АО НК «КазМунай-Газ», 2014 г.). а – структурная схема по кровле толщи КТ-II. Поднятия (структуры): У – Урихтау, УЗ – Урихтау Западный, УВ – Урихтау Восточный, УЮ – Урихтау Южный; 1 – изогипсы по кровле КТ-II, м; 2 – разломы. б – предполагаемая схема размещения локальных поднятий. 1 – крупные поднятия в карбоне (К – Кожасай, У – Урихтау, Ж – Жанажол, Б – Башенколь); 2 – «промежуточные» локальные поднятия (УВ – Урихтау Восточный, УЗ – Урихтау Западный, УЮ – Урихтау Южный).**  
**Figure 8. Urikhtauskaya group of structures (according to the data of AO NK KazMunayGas, 2014).** а – structural scheme of the top of the KT-II stratum. Upheaval (structure): U – Urikhtau, UZ – Urikhtau Zapadny, UV – Urikhtau Vostochny, UY – Urikhtau Yuzhny; 1 – structural contours along the top of KT-II, m; 2 – faults. б – supposititious layout plan of crestal locations. 1 – large uplifts in the carbon (K – Kozhasay, U – Urikhtau, Zh – Zhanazhol, B – Bashenkol); 2 – "intermediate" crestal locations (UV – Urikhtau Vostochny, UZ – Urikhtau Zapadny, UY – Urikhtau Yuzhny).

положение непосредственно резервуарной части внутри этих толщ (ее истинные размеры на локальных участках проявления и гипсометрия, морфология ловушек для залежей УВ).

В связи с данными внутренними особенностями своеобразие в строении обеих толщ заключается, по нашему мнению, в массивном и пластовом характере залегания и прослеживания в направлении от бортовой полосы к центральным районам бассейна [6, 10, 12]. В этом плане отметим, что в разрезе Жанажол-Торткольской зоны поднятий отмечается совместное и согласное залегание обеих толщ. Залежи УВ характеризуются в плане «структурным соответствием» (Кожасай, Жанажол, Урихтау, Трува Северная). Мощность карбонатных толщ КТ-II и КТ-I составляет 750–1150 м и 450–820 м соответственно. В юго-западном направлении она уменьшается до 150–400 м и менее [10, 11]. Контрастное структурное развитие локальных поднятий, высокий этаж продуктивности и приподнятое гипсометрическое залегание отличают Жанажол-Торткольскую зону от остальных прилегающих региональных структур.

Во-вторых, одним из ключевых вопросов при определении модели прослеживания обеих толщ в более погруженных зонах восточного обрамления и вглубь бассейна является характер и положение стратиграфической границы между карбоном и нижней пермью.

В одном случае эта граница предположительно отражает перерыв в осадконакоплении, стратиграфическая «глубина» которого от борта в сторону бассейновой части постепенно увеличивается [10]. В связи с этим верхняя толща КТ-I в плане имеет сравнительно меньшее площадное распространение лишь в контурах Жанажол-Торткольской зоны поднятий [1], придавая ей характерное контрастное и морфологически выраженное развитие. На запад от меридиана расположения поднятий Аккум, Бактыгарын (Темирская зона), Урихтау и Кожасай (Жанажол-Торткольская зона) глубина данного несогласия начинает резко возрастать и в относительно более погруженных районах (Шубаркудук-Коскольская, Боржер-Акжарская, Байганинская зона) она характеризуется максимальным развитием. Полагаем, что разрез карбона в этих относительно продвинутых к западу региональных зонах будет характеризоваться лишь карбонатами толщи КТ-II. Не исключено также, что в этой части бассейна строение данной толщи в привычном для восточной окраины слоисто-массивном облике залегания будет утрачиваться и в глубоководной части бассейна основной поисковый интерес в отложениях карбона будет связываться с аномально выраженными по амплитуде объектами (постройки, пинаклы).

В другом случае не исключается, что в направлении бассейна в более погруженной части отложения карбона (КТ-II и КТ-I) уменьшаются в толщине, сохраняя при этом стратиграфическую полноту разреза [2]. Их возрастные, четко прослеживаемые в разрезе прибортовой полосы аналоги (Жанажол-Торткольская, Темирская зона), в разрезе относительно глубоководной части бассейна имеют вид «гамма-активной» пачки по типу баженовской свиты Западной Сибири.

Поскольку данные представления на модель площадного распространения каменноугольных отложений предопределяют прогноз нефтегазоносности толщ КТ-II и КТ-I, ожидаемый тип резервуара и морфологию ловушки, повышенный интерес будут вызывать вероятные перспективные объекты в разрезе менее изученных бурением относительно погруженных внутренних районов бассейна (Шубаркудук-Коскольская, Боржер-Акжарская, Егенды-Сарыкумакская, Байганинская зона). В этих зонах по результатам исследований за последние годы в существенной мере уточнены структурные планы по сейсмическим горизонтам  $P_2^1$ ,  $P_2$  и  $P_1$  (карбон–нижняя пермь). Не менее важным явилось также получение новых данных о глубокозалегающих горизонтах в девонско-нижнекаменноугольной части разреза (ОГ  $P_3$ ) [1, 7, 13, 14]. В совокупности с новыми методами и «подходами» новые приоритеты следует связывать с глубокозалегающими палеозойскими горизонтами, в которых выделяемые в предварительном варианте объекты характеризуются крупными размерами и значительной амплитудой. Таковым является участок с поднятиями Шиликты–Шиликты Северный (Шубаркудук-Коскольская зона) и Акжар–Курсай (Боржер-Акжарская ступень) (рис. 4).

Вместе с тем изучение и выделение крупных поднятий в верхнем девоне и карбоне позволяет оценить с новых позиций строение нижнепермского терригенного комплекса, перспективность которого в условиях относительно глубоководной части бассейна с учетом новых данных нам представляется высокой [2, 3, 15].

Таким образом, появляются весьма «благоприятные предпосылки» для решения в ближайшие годы основной отраслевой задачи поисковых исследований – резкого увеличения ресурсной базы и объема ожидаемых запасов УВ. Поэтому с учетом имеющихся данных на достигнутой стадии изученности дальнейшее планомерное увеличение углеводородного потенциала, оптимальное выделение и оконтуривание крупных перспективных поисковых объектов на восточном борту Прикаспийского бассейна во многом связывается с новыми возможностями и методами в обработке и интерпретации сейсмических данных.

В соответствии с этим можно сформулировать **основные выводы по приоритетным задачам и направлениям поисковых исследований на восточном борту Прикаспийского бассейна.**

1. Применение технологий обработки и интерпретации данных сейсмических исследований (МФ, DMФ, ВРС, МА ВСП) позволяет существенно расширить возможности прогноза перспективных в нефтегазоносном отношении локальных объектов как в пределах бортовых тектонических ступеней, так и в относительно продвинутых вглубь бассейна погруженных районах (Шубаркудук-Коскольская, Боржер-Акжарская зона и др.). Поисковые работы на Урихтауской группе поднятий в последние годы показали высокую плотность локальных структур за счет новых объектов в пространстве между ранее хорошо изученными крупными поднятиями в карбоне Жанажол, Кожасай, Урихтау. В результате открыты новые залежи на поднятиях Урихтау Южный и Урихтау Восточный, потенциальным для этого объектом является поднятие Урихтау Западный (рис. 8, а, б). В связи с этим авторы связывают значительное повышение эффективности прогноза новых нефтегазоносных объектов в этих зонах (в особенности на участках залегания глубоких палеозойских резервуаров) с расширением объемов полевых сейсмических исследований МОГТ-3Д, в основе которых применение отмеченных ранее новых технологий обработки и интерпретации данных.

2. Карбонатные толщи КТ-II и КТ-I характеризуются значительным и еще не в полной мере реализованным углеводородным потенциалом. Достижение оптимальной методики проведения сейсмических исследований, а также работ на всем этапе от бурения до испытания объектов в колонне позволит более эффективно диагностировать внутри обеих толщ новые перспективные объекты, в том числе приуроченные в плане к значительным по площади зонам (ранее считавшиеся прогибами) между крупными поднятиями в карбоне. Недавние результаты работ на Урихтауской группе структур являются подтверждением сделанных выводов.

3. Предложенные инновационные технологии обработки и интерпретации сейсмических данных с учетом новых представлений о пространственном расположении поисковых локальных объектов в перспективной палеозойской толще позволяют уточнить главные направления исследований на восточном борту Прикаспийского бассейна на ближайшие годы:

- крупные высокоамплитудные поднятия структурного массивного типа и одиночные карбонатные постройки верхнедевонско-нижнекаменноугольного возраста в погруженной глубоководной части бассейна осадконакопления (Шубаркудук-Коскольская, Боржер-Акжарская зона, Егинды-Сарыкумакская, Байганинская зона);
- локальные объекты структурного типа, связанные с карбонатными массивами внутри толщ КТ-II и КТ-I в разрезе Темирской и Жанажол-Торткольской зоны;
- объекты неантиклинального типа в нижнепермской терригенной толще, спектр которых с учетом перспективности в этом прибортовой полосе осадконакопления и относительно глубоководной продвинутой части бассейна характеризуется довольно широким разнообразием и в полной мере еще не исследован (присклоновые ловушки, объекты конусов выноса бортовых зон и глубоководья, ловушки шлейфовой зоны и др.).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ажгалиев Д. К., Джагпаров Ж. Прогнозирование перспективных объектов в палеозойском комплексе Западного Казахстана по геофизическим данным // Изв. НАН РК. Сер. геологии и технических наук. 2018. № 3. С. 240–249.
2. Исказиев К. О., Ажгалиев Д. К., Каримов С. Г. О перспективах поисков малосернистой нефти в Казахстане // Oil and gas of Kazakhstan. 2014. № 3. С. 103–109.
3. Киинов Л. К., Исказиев К. О., Каримов С. Г., Коврижных П. Н., Шагиров Б. Б. Высокоточная инновационная аэромагнитная съемка Прикаспийской впадины // Петролеум. 2014. № 2. С. 78–81.
4. Kuandykov B. M., Obryadchikov O. S., Taskinbayev K. M. Specifics of Geological Development of Caspian Block Structure. AAPG: Search and Discovery, 2011. 10309.
5. Ескожа Б. А., Воронов Г. В. Строение подсолевого комплекса юго-востока Прикаспийской впадины // Изв. АН Казахстана. 2008. № 1. С. 315–324.
6. Исенов С. М., Караулов А. В. Технологии Мультифокусинг и Дифракционный Мультифокусинг – новый уровень геологического изучения подсолевых карбонатных резервуаров в Прикаспийской впадине // Нефтегазовая вертикаль. 2014. № 22-23-24. С. 14–15.
7. Матлошинский Н. Г. Нефтегазоносность девонских отложений Прикаспийской впадины // Нефть и газ. 2013. № 3. С. 77–91.
8. Волож Ю. А., Быкадоров В. А., Антипов М. П. и др. Особенности строения палеозойских отложений Устюрта в связи с нефтегазоносностью // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. 2015. С. 330–348.
9. Нуралиев Б. Б. Основа определения стратегии нефтепоисковых работ – разломная тектоника // Нефть и газ. 2008. № 1. С. 42–54.
10. Дальян И. Б., Головкин А. Ю., Клоков Ю. В. О погребенных палеозойских рифах на востоке Прикаспия // Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса: материалы междунар. науч. Надировских чтений. Атырау, 2003. С. 35–45.
11. Акчулаков У. А. Новая ресурсная база углеводородов Республики Казахстан и пути возможной их реализации // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения (ОО КОНГ). Алматы, 2015. 476 с.
12. Обрядчиков О. С., Горюнова Л. Ф. Особенности геологического строения карбонатных массивов при прогнозе месторождений углеводородов Прикаспийской впадины // Труды РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина: сборник науч. статей по проблемам нефти и газа. 2016. № 4 (285). С. 32–42.
13. Ажгалиев Д. К. Девонские отложения – перспективное направление поисковых работ на нефть и газ в Прикаспийском бассейне // Георесурсы. 2017. № 2. С. 111–116. <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.4>
14. Таскинбаев К. М. О генезисе вдоль бортовых подсолевых структур юга и востока Прикаспийской впадины // Нефть и газ. 2007. № 4. С. 3–14.
15. Турков О. С. Присклоновые моноклинальные залежи – новый тип скопления углеводородов в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины / Геолог, возвышенный трудом. (ОО КОНГ). Алматы, 2016. С. 232–242.

Статья поступила в редакцию 9 октября 2018 г.

# New opportunities for processing and interpreting seismic data in estimating the viability of local objects

Dulat Kalimovich AZHGALIEV<sup>1,\*</sup>,  
Serik Mukhambetovich ISENOV<sup>2,\*\*</sup>,  
Samat Galymzhanovich KARIMOV<sup>3,\*\*\*</sup>

<sup>1</sup>LLP «Company «Nedra-Engineering», Almaty, Kazakhstan

<sup>2</sup>LLP «Geomedzh KZ», Almaty, Kazakhstan

<sup>3</sup>L. N. Gumilyov Eurasian National University, Astana, Kazakhstan

**Relevance.** An estimation of the oil and gas potential of the promising targets along with a clarification of the nature and characteristics of their internal structure necessitates the improvement of new trends in the quality of seismic survey results. Methods of seismic exploration are the main information base in the preparation and justification of promising objects, determining the optimal location of the project deep wells. In this regard, the use of innovative technologies in the processing and interpretation of seismic data (2D and 3D – CDP method) at the modern stage of the study is of great importance.

**Purpose and objectives.** It is necessary to estimate some possibilities for the effective application of innovative technologies using typical areas within the Caspian (eastern flank zone) and Shu-Sarysuky (Moynkumskaya depression) basin as examples to highlight promising objects in the Paleozoic stratum. The task is to justify the use of new technologies. There are three main areas for this: optimization of parameters of field work at the stage of raw information collection, development and introduction of new software systems, optimization of interpretation technologies and constructing models.

**Results of application.** These methods are focused on objects that are accompanied by increased complexity and conditions of occurrence. Their application is considered in more detail at the facilities at the eastern side of the Pre-Caspian basin. With this in mind, the features of regional and areal tracking of the main objects oriented to carbonate strata KT-II and KT-I are given. The latest results and drilling data concerning the Zhanazhol-Tortkol'skaya uplift zones, Borzher-Akzharskaya bench, Ostansukysky downfold (Akzhar Vostochny, Zhanazhol, Urikhtau, Tuzkum, Alibekmola) are presented. Separately, the capabilities of seismic technologies in combination with GIS data are shown in order to efficiently identify potential objects for testing. The accumulated experience of seismic surveys and the costs incurred are clarified; it contributes to more effective approaches in their application, including high-resolution seismic exploration, multi-azimuth VSP survey, multifocusing, and diffraction multifocusing.

**Conclusions.** New promising objects (providing the availability of innovative technologies for their detailed study) are projected in relatively remote areas of the eastern side zone (Shubarkuduk-Koskolskaya and Borzher-Akzharskaya uplift zones). The remaining significant and still unrealized potential of the QD-II and CT-I strata is substantiated. The possibilities of expanding the range of areas of oil prospecting work for the study of promising objects and uplifts (Upper Devonian – Lower Carbon, Middle – Upper Carbon, Lower Permian) are considered.

**Keywords:** Pre-Caspian basin, eastern side, carbonate members KT-II and KT-I, Paleozoic complex, 2D / 3D seismic surveys, data processing and interpretation, subsalt sediments, oil and gas prospects, local uplifts, carbonate rocks, sedimentation, hydrocarbons, ways of geological prospecting work.

## REFERENCES

1. Azhgaliev D. K., Dzhagparov Gh. 2018, Forecasting of promising objects in the Paleozoic complex of Western Kazakhstan according to geophysical data. *Izvestiya NAN RK* [Bulletin of NAN, Republic of Kazakhstan]. Geology and technical sciences, no. 3, pp. 240–249. (In Russ.)
2. IskaziyeV K. O., Azhgaliev D. K., Karimov S. G. 2014, About the prospects for the search for low-sulfur oil in Kazakhstan. *Oil and gas of Kazakhstan*, no. 3, pp. 103–109. (In Russ.)
3. Kiinov L.K., IskaziyeV K.O., Karimov S. G., Kovrizhnykh P. N., Shagirov B. B. 2014, High-precise innovative aeromagnetic survey of the Peri-Caspian Depression. *Petroleum*, no. 2, pp. 78–81. (In Russ.)
4. Kuandykov B. M., Obyradchikov O. S., Taskinbayev K. M. 2011, Specifics of Geological Development of Caspian Block Structure. AAPG: Search and Discovery, 10309.
5. Escozha B. A., Voronov G. V. 2008, The structure of the subsalt complex of the southeast of the Peri-Caspian Depression. *Izvestiya NAN RK* [Bulletin of NAN, Republic of Kazakhstan], no. 1, pp. 315–324. (In Russ.)
6. Isenov S. M., Karaulov A. V. 2014, Technologies of Multifocusing and Diffraction Multifocusing – a new level of geological study of subsalt carbonate reservoirs in the Peri-Caspian Depression. *Neftegazovaya vertikal'* [Oil and Gas Vertical], no. 22-23-24, pp. 14–15. (In Russ.)
7. Matloshinsky N.G. 2013, Oil and gas potential of the Devonian sediments of the Peri-Caspian Depression. *Neft' i gaz* [Oil and gas], no. 3, pp. 77–91. (In Russ.)
8. Volozh Yu. A., Bykadorov V. A., Antipov M. P. et al. 2015, *Osobennosti stroyeniya paleozoyskikh otlozheniy Ustyurta v svyazi s neftegazonosnost'yu* [Features of the structure of the Paleozoic Ustyurt deposits in connection with the oil and gas potential]. In: *Neftegazonosnye bassejny Kazahstana i perspektivy ikh osvoeniya* [Oil and gas bearing basins of Kazakhstan and the prospects for their development], pp. 330–348.
9. Nuralliev B. B. 2008, The basis for determining the strategy of oil prospecting work – fault tectonics. *Neft' i gaz* [Oil and gas], no. 1, pp. 42–54. (In Russ.)
10. Dalyan I. B., Golovko A. Yu., Klokov Yu. V. 2003, *O pogrebennykh paleozoyskikh rifakh na vostoке Prikaspiya* [About the buried Paleozoic reefs in the east of the Caspian Sea region]. Scientific and technological development of the oil and gas complex: proceedings of the international scientific Nadirovskie readings. Atyrau, pp. 35–45.
11. Akchulakov U. A. 2015, *Novaya resursnaya baza uglevodorodov Respubliki Kazakhstan i puti vozmozhnoy ikh realizatsii* [New resource base of hydrocarbons of the Republic of Kazakhstan and the ways of their possible implementation]. Oil and gas bearing basins of Kazakhstan and the prospects for their development (OO KONG). Almaty, 476 p.
12. Obyradchikov O. S., Goryunova L. F. 2016, *Osobennosti geologicheskogo stroyeniya karbonatnykh massivov pri prognoze mestorozhdeniy uglevodorodov Prikaspiyskoj vpadiny* [Features of the geological structure of carbonate massifs while predicting of hydrocarbon deposits of the Peri-Caspian Depression]. Writings of the University of Oil and Gas named after I. M. Gubkin: collection of papers on oil and gas issues, no. 4 (285), pp. 32–42.
13. Azhgaliev D. K. 2017, Devonian sediments is a strategic pathway of exploration for oil and gas in the Pre-Caspian Basin. *Georesursy* [Georesources], vol. 19, no 2, pp. 111–116. <http://doi.org/10.18599/grs.19.2.4>

\* [✉ dulat.azhgaliev@gmail.com](mailto:dulat.azhgaliev@gmail.com)

 <http://orcid.org/0000-0001-9770-0473>

14. Taskinbaev K. M. 2007, About the genesis along the flank subsalt structures of the South and East of the Pre-Caspian Depression. *Neft' i gaz* [Oil and gas], no. 4, pp. 3–14. (*In Russ.*)
15. Turkov O. S. 2016, *Prisklonovyye monoklinal'nyye zalezhi – novyy tip skopleniya uglevodorodov v podsolevykh otlozheniyakh Prikaspiyskoy vpadiny* [Slope monoclinical deposits - a new type of hydrocarbon accumulation in subsalt sediments of the Pre-Caspian Depression]. In: A geologist of great labor. (OO KONG). Almaty, pp. 232–242.

*The article was received on October 9, 2018*