

УДК 550.834:553.982

М. З. МУСАГАЛИЕВ¹

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3Д ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Жылдық өндіру деңгейімен қалдық қор көлеміне байланысты мұнай кеніштерін қайта барлауда 3Д өлшемдегі сейсмикалық зерттеудің кезектігін анықтау ұсынылған. Нысанды толық еселеу үшін дала жұмыстарын жоспарлау кезінде тіркеу өлшемдерімен түсірілім шектемелерін өнімді қабатшалардың тереңдігімен жату бұрыштарына байланысты анықтау керек.

Предложено ранжирование очередности проведения 3Д сейсмических исследований при доразведке месторождений в зависимости от объемов остаточных запасов и ежегодного уровня добычи. Для достижения номинальной кратности по всему объекту при проектировании работ параметры полевой регистрации и контуры съемки необходимо выбирать в зависимости от глубин залегания продуктивных горизонтов и углов наклонов отражающих границ.

Ranking of 3D seismic investigations sequence under additional exploration works of deposit is proposed according to the volume of residual reserves and annual production capacity.

In order to achieve nominal multiplicity (ratio) throughout object under acquisition planning, it is essential to choose field registration parameters and survey boundary according to the occurrence depth of productive horizons and angles of reflector dip.

Широкое внедрение в производство многоканальных регистрирующих сейсмостанций в середине 90-х годов (240 – 1200 активных каналов) на основе динамичного развития техники и технологии регистрации дало возможность для применения в последние годы методики трехмерной (объемной) регистрации – сейсморазведки 3Д при разведке и поисках месторождений нефти и газа.

Преимущества данного метода заключаются:

- высокой детальностью исследований за счет значительного повышения плотности информации на единицу площади, дающей возможность сформировать куб сейсмической записи, характеризующийся практической непрерывностью волнового поля. Это дает возможность кроме детального описания геометрии отражающих поверхностей получать непрерывные поля оценок свойств (характеристик) изучаемых геологических сред за счет вычислений корреляционных зависимостей с сейсмическими атрибутами;
- существенным (в 2 и более раз) эффектом подавления помех при равной кратности накопления по сравнению с 2Д за счет учета и подавления боковых волн;
- новым качеством восстановления пространственного положения отражающих границ за счет применения 3Д миграции в объемном варианте;
- высокой степенью надежности выделения и трассирования тектонических нарушений и

иных границ резкого изменения рельефа отражающих поверхностей.

Усложнение поиска новых месторождений, поскольку наиболее крупные структурные ловушки в доступном интервале глубин (до 5-6 км.) в основном выявлены и разведаны, также предопределяет применение данной технологии, которая за счет многократного накопления позволяет выделять слабый полезный сигнал на фоне помех, а также дифференцировать их в зависимости от литологии пород под отражающей границей. Появилась реальная возможность картировать неструктурные, литологически экранированные ловушки.

Первый опыт применения сейсморазведки 3Д на территории Республики был проведен на Тенгизском месторождении в 1986-90 гг. трестом «Саратовнефтегеофизика» (Шебалдин В.П. и др.). Сложность применения данной технологии заключалась в недостаточной технической оснащенности: применялись 96-канальные сейсмостанции, которые, в последующем, использовались в спаренном варианте. Работы проводились в несколько этапов. Сначала была отработана каркасная сеть 24-кратных профилей 2Д по сетке 1,5x3,0 км, которая в дальнейшем заполнялась 6-ти, 12-ти и 24-х кратными трехмерными наблюдениями. Несмотря на трудоемкость проведе-

¹ Казахстан. 080010, г. Астана, ул. Кабанбай батыра, 22/1, АО НК «КазМунайГаз».

Таблица 1. Объем сейсморазведочных работ 3Д, проведенных на территории РК

| № п/п | месторождение | компания | Год съемки | Площадь (кв. км.) | Номинальная кратность |
|-------|-------------------------|-------------------------|------------|-------------------|-----------------------|
| 1. | Тенгиз | СНГФ | 1986-1990 | 900 | 12 и 24 |
| 2. | Тажигали | ЭНГФ | 1986- 1988 | 120 | 6 и 12 |
| 3. | Тенгиз, Королевское | Джеко-Пракла | 1997 | 1047 | 40 |
| 4. | Карачаганак | Геотекс | 1999 | 808 | 40 |
| 5. | Кисимбай | ККШ | 2000 | 27 | 36 |
| 6. | Нуржанов | ККШ | 2001 | 80 | 44 |
| 7. | Карамандыбас | ККШ | 2001 | 68 | 48 |
| 8. | Бирлестик | Азимут Энерджи Сервисез | 2001 | 260 | 48 |
| 9. | Алибекмола | ККШ | 2001-2002 | 234 | 48 |
| 10. | Кашаган | ККШ | 2001-2003 | 1575 | 72 |
| 11. | Кенбай (Молдабек Вост.) | ККШ | 2002 | 70 | 30 |
| 12. | Кенбай (Котыргас Сев.) | ККШ | 2002 | 30 | 25 |
| 13. | Амангельды | ККШ | 2002 | 150 | 36 |
| 14. | Кожасай | ККШ | 2002 | 230 | 60 |
| 15. | Тенге | ККШ | 2002 | 150 | |
| 16. | Каламкас – море | ККШ | 2002- 2003 | 1033 | 60 |
| 17. | Узень | ККШ | 2002-2005 | 626 | 48 |
| 18. | Каламкас | ККШ | 2003 | 154 | 60 |
| 19. | Ансаган | Азимут Энерджи Сервисез | 2003 | 420 | 48 |
| 20. | Вост. Макат | ККШ | 2003 | 30 | 40 |
| 21. | Акинген | ККШ | 2004 | 40 | 40 |
| 22. | Ботахан | ККШ | 2004 | 80 | 30 |
| 23. | Забурунье | ККШ | 2004 | 85 | 48 |
| 24. | Актоты – Кайран | ККШ | 2004-2005 | 601 | 80 |
| 25. | Камьшитовый ЮЗ | ККШ | 2005 | 30 | 48 |
| 26. | Камьшитовый ЮВ | ККШ | 2005 | 40 | 48 |

ния полевых наблюдений, машинной обработки полученного большого массива исходных данных на вычислительной технике того времени, была получена дополнительная геологическая информация. Впервые по рисунку волнового поля на временных разрезах, в комплексе со скважинными данными, были выделены и оконтурены отдельные лито-фациальные пачки внутри карбонатного массива. По результатам комплексной интерпретации была предложена геологическая модель месторождения, по которой карбонатная постройка картировалась как рифовый атолл. Во внутренней части были выделены плоско-параллельные пачки отражений, которые интерпретировались как лагунные отложения. Этим фактом объяснялось относительно низкая продуктивность расположенных здесь скважин.

В последние годы на стадии разведки и, особенно, доразведки эксплуатируемых месторождений широко применяется технология трехмерной (объемной) регистрации -3Д [3-4].

С 1997 г. основной объем трехмерной сейсморазведки на территории Казахстана приходит-

ся на 26 месторождений и перспективные площади, общая площадь исследований составляет почти 9000 кв. км (рис. 1, табл. 1).

В начальный период, до 2002 г., съемка проводилась на месторождениях, где отмечалась низкая эффективность эксплуатационного бурения вследствие изменчивости литологии (глинизация коллектора) и резкого изменения мощности пород-коллекторов по площади (Кисимбай, Макат Восточный, Кенбай, участок Молдабек Восточный, участок им. С. Нуржанова, Алибекмола, Кожасай) [1, 2]. Так, на месторождении Кисимбай по результатам сейсморазведки 3Д в толще коллектора были выделены и протрассированы кулисообразно расположенные, не протяженные тектонические нарушения, к которым тяготеют высокодебитные скважины. Этот факт интерпретируется улучшением фильтрационно-емкостных свойств коллектора из-за повышенной трещиноватости слагающих коллектор пород вблизи разломов.

На месторождении Макат Восточный по результатам сейсморазведки 3Д было уточнено

геологическое строение месторождения по основным отражающим горизонтам в меловых, среднеюрских и триасовых отложениях. Выделены, в комплексе с ГИС, особенности строения продуктивной толщи по дополнительным сейсмогеологическим реперам, приуроченным к нефтегазоносным толщам. В частности, тектоническое нарушение, отсекающее неокомские и среднеюрские продуктивные горизонты с юго-запада, не было подтверждено, что значительно расширило контур нефтеносности по этому комплексу.

На участке Молдабек Восточный месторождения Кенбай по данным сейсморазведки 3Д, помимо уточнения и уверенного трассирования основных структурообразующих разломов, уточнения текущих контуров ВНК по всем продуктивным горизонтам (площади нефтеносности увеличены в среднем на 15-20%) построена структурная карта по VI¹ отражающему горизонту, приуроченному к подошве карниза и выделены 4 подкарнизные структуры.

В дальнейшем, при выборе объектов для постановки работ по методике сейсморазведки 3Д было предложено использовать график зависимости остаточных извлекаемых запасов месторождения и среднегодового уровня добычи (рис. 2). Это позволило рекомендовать порядок изучения разрабатываемых месторождений с учетом их экономического потенциала. Предпочтения отдавались тем объектам, где значения располагались в верхней правой четверти графика, что означало экономическую целесообразность доразведки рассматриваемого месторождения. По данной рекомендации в 2004г. исследования по методике сейсморазведки 3Д были проведены на месторождениях Акинген, Ботахан и Забурунью, а в 2005г. – на месторождениях Камышитовый Юго-Западный и Камышитовый Юго-Восточный. Полученные данные характеризуются высокой информативностью, позволили, в комплексе с данными ГИС, детально расчленив продуктивную толщу за счет отождествления в комплексе с каротажными данными и корреляции дополнительных отражающих горизонтов, существенно уточнить текущие контуры нефтеносности и использовались при уточнении местоположений разбуриваемых эксплуатационных скважин.

Полученный опыт проведения исследований по методике сейсморазведки 3Д, наряду с дос-

тигнутыми результатами, позволяет наметить некоторые вопросы, на которые необходимо обратить внимание в дальнейшей работе. Учет их, на наш взгляд, поможет существенно повысить геологическую информативность и экономическую эффективность применяемой методики.

Как известно, успешность выполнения этапа сбора сейсмических данных во многом определяет качество результатов их обработки и надежность последующей интерпретации. На достигнутом, на сегодняшний день, уровне обрабатываемой сейсмическую информацию техники и технологии, на первый план выступает дальнейшее совершенствование методики полевых наблюдений и регистрации.

Практически во всех случаях применялась приблизительно одинаковая методика полевых наблюдений, основные параметры которых заключались в следующем:

- полная кратность 40 – 60, при морской сейсморазведке – до 80;
- количество активных каналов 960 – 1200;
- количество активных линий наблюдений 6 – 8;
- база группирования и количество сейсмоприемников в группе – 30-60м, 11 – 13;
- максимальное удаление взрыв-прибор по линии наблюдения до 6000 м;
- расстояние между линиями наблюдений 300 м;
- расстояние между пунктами приема 50 м;
- расстояние между линиями возбуждений 300 м;
- расстояние между пунктами возбуждения 50 м.

Хотя такой подход значительно упрощал проведение полевых наблюдений, в дальнейшем было установлено, что расстояние между линиями приемов и возбуждений должно выбираться в зависимости от глубин залегания продуктивных горизонтов. Для определения оптимальной, экономически оправданной их величины необходимо на стадии проектирования, помимо проектной карты номинальной кратности, формировать карты эффективной кратности для продуктивной части разреза – с учетом реальной линии мьютинга и ограничений на максимальные удаления источник-приемник.

Анализ проектных данных параметров сейсмической съемки показал явное несовпадение ве-

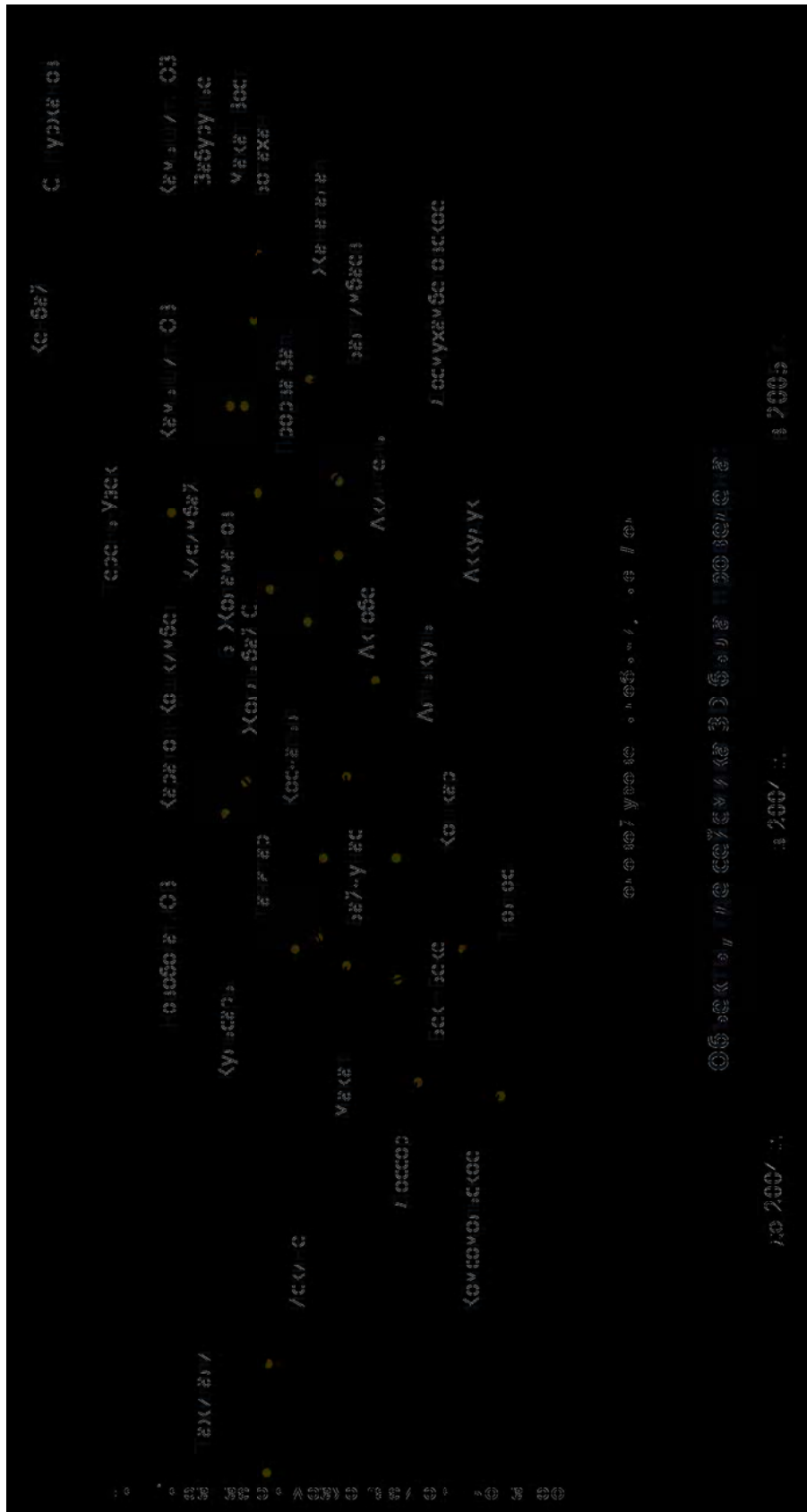


Рис.2. Выбор объектов для постановки сейсморазведки 3Д на месторождениях ПФ «Эмбаунайгаз»

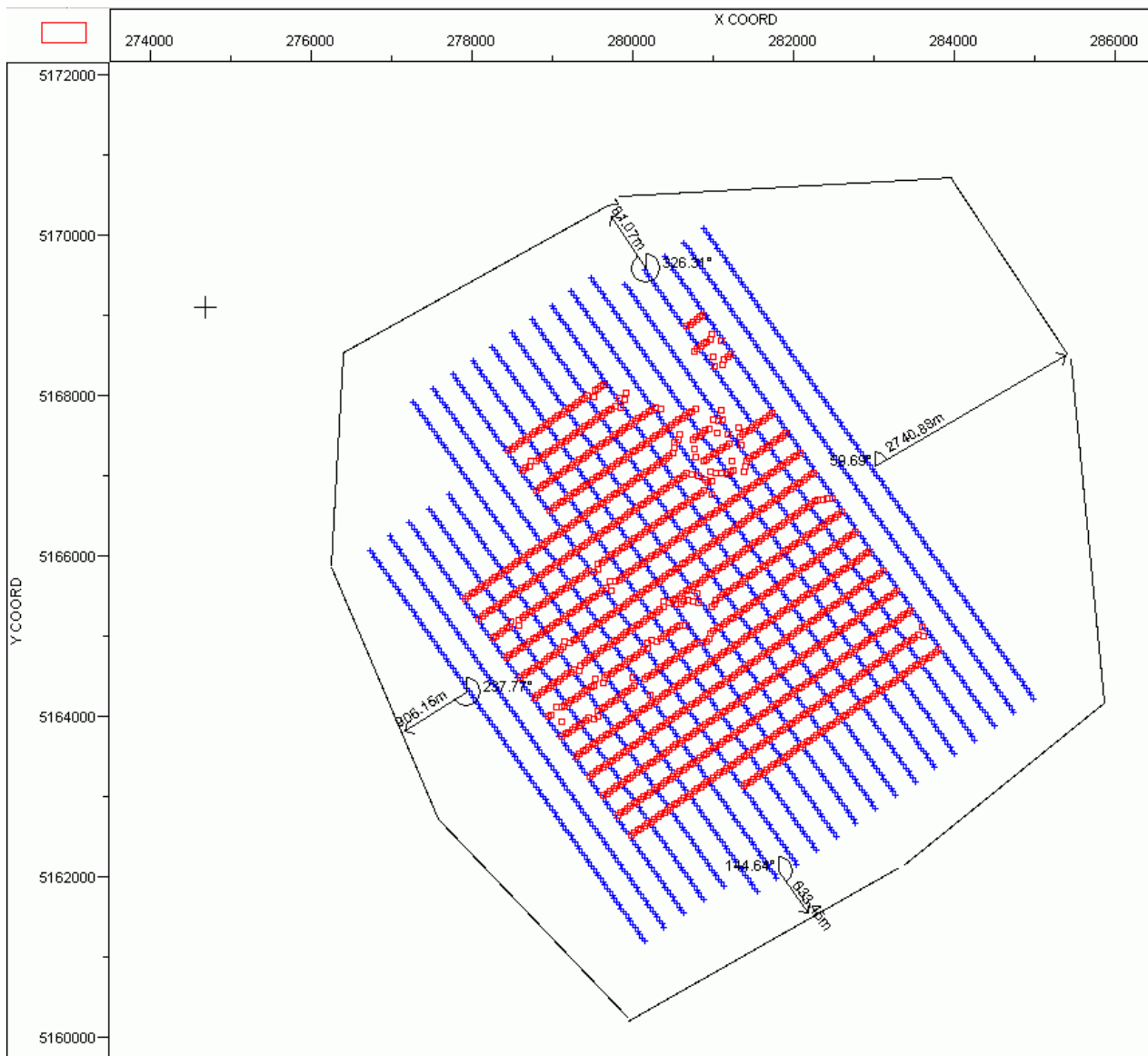


Рис.3. Месторождение Акинген. Выполненная съемка 3Д и предельные границы бинов с учетом сейсмического сноса для полного картирования структуры

личины полной проектной кратности на малых временах регистрации целевых отражений. Так, по общепринятой полевой методике, при проектной кратности 40, на глубинах порядка 400 (м), представляющих разведочный интерес, достигнутая кратность наблюдений не превышает 4, что

явно недостаточна для надежного выделения отражающих границ (таб.2). Неучет снижения величины реальной кратности относительно проектной номинальной ее величины существенно влияет на качество материалов и достоверность результатов последующей обработки и интерпре-

Таблица 2. Фактическая кратность в зависимости от глубины при принятой полевой методике

| T_0 (мсек.) | Удаление (м.) | Глубина (м.) | Кратность |
|---------------|---------------|--------------|-----------|
| 300 | 350 | 400 | 1 – 6 |
| 420 | 450 | 550 | 6 – 10 |
| 520 | 550 | 650 | 10 – 15 |
| 630 | 800 | 800 | 15 – 20 |
| 820 | 1200 | 1050 | 20 – 35 |

тации.

Ключевым моментом, на наш взгляд, является определение оптимальной площади исследований. Выбор контура сейсмической съемки необходимо производить исходя из априорных представлений о строении изучаемой среды с учетом фактора сейсмического сноса. Продуктивным подходом является сейсмическое моделирование с помощью трассирования нормальных лучей от заданных границ раздела внутри среды и фиксация точек их выхода на поверхность наблюдений. Суммарная область, ограниченная крайними точками выхода нормальных лучей от каждой отражающей границы будет соответствовать границе съемки по рассматриваемой поверхности по заданной плоскости. Общий контур полной кратности объекта должен определяться по совокупности контуров по отдельным поверхностям. Нарушение этого условия приводит к потере важной части сейсмической информации и недостаточному освещению структуры в целом. На месторождении Акинген из-за недоучета углов наклона нижележащих V и VI отражающих границ, по этим поверхностям структура оказалась охвачена съемкой частично, что свидетельствует, что выбранный контур полнократного перекрытия был неоптимальным (рис.3).

Таким образом, применение методики сейсморазведки 3Д при доразведке месторождений позволяет получать дополнительную геологическую и промысловую информацию, имеющую практическую ценность, в первую очередь, при размещении эксплуатационных скважин. Достаточная плотность по площади и разрезу позволяет получить детальную геологическую картину

и правильно интерпретировать ее.

Проведенные исследования и полученные результаты рекомендуется использовать при разработке инструкций к проектированию и требованиям к проведению полевых сейсморазведочных работ. Основные предложения и рекомендации по повышению эффективности этапа сбора данных 3Д сейсморазведочных работ включают:

- при выборе объектов для постановки исследований по методике сейсморазведки 3Д с целью доразведки действующих промыслов, уточнения точек заложения эксплуатационных скважин, необходимо учитывать потенциал остаточных извлекаемых запасов и среднегодовой уровень добычи;

- при проектировании предусматривать получение карт оценки реальной кратности для продуктивных интервалов разреза;

- при проектировании контур съемки определять с помощью моделирования центровых лучей с учетом углов наклона основных отражающих поверхностей в продуктивных интервалах;

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник «Месторождения нефти и газа Казахстана». Под ред. А. А. Абдуллина, Х. А. Беспяева, Э. С. Воцалевского и др. Алматы, 1996. 1998 гг.
2. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Том III. Нефть и газ / Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М., Парагульгов Х.Х. Алматы, 2002.
3. Урупов А. К. Основы трехмерной сейсморазведки. М., изд. РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина «Нефть и газ». 2004 г.
4. Жұмағалиев Т.Н., Қуандықов Б.М. Мұнай және газ геологиясы терминдерінің түсіндірме сөздігі, АРНgroup, Алматы, 2000 ж. 328 б.