KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

JEOFİZİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

YAPAY SİNİR AĞI VE GENETİK TERS ÇÖZÜM YÖNTEMLERİ KULLANILARAK SİSMİK VERİLERİN YORUMLANMASI: KUZEY AÇIK DENİZİ'NDEKİ HOLLANDA ÖRNEĞİ

SÜLEYMAN ALEMDAR

KOCAELİ 2020

KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

JEOFİZİK MÜHENDİSLİĞİ

ANABİLİM DALI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

YAPAY SİNİR AĞI VE GENETİK TERS ÇÖZÜM YÖNTEMLERİ KULLANILARAK SİSMİK VERİLERİN YORUMLANMASI: KUZEY AÇIK DENİZİ'NDEKİ HOLLANDA ÖRNEĞİ

SÜLEYMAN ALEMDAR

Doç.Dr. Ertan PEKŞEN		
Danışman,	**Kocaeli Üniversitesi**	**.....**
Doç.Dr. İbrahim SERTÇELİK		
Jüri Üyesi,	**Kocaeli Üniversitesi**	**.....**
Dr.Öğr. Üyesi Günay BEYHAN		
Jüri Üyesi,	**Sakarya Üniversitesi**	**.....**

Tezin Savunulduğu Tarih: 26.08.2020

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR

Tüm dünyada sürekli bir ihtiyaç olan enerji ihtiyacı, çeşitli teknikler kullanılarak ve işlemler uygulanarak farklı doğal ya da doğal olmayan kaynaklardan karşılanmaktadır. Petrol ve doğalgaz aramacılığı da bu ihtiyacı karşılamak amacıyla farklı jeolojik ve jeofizik yöntemlerin kullanıldığı bir alandır. Son zamanlarda teknolojinin de gelişmesiyle hidrokarbon aramacılığında da yapay zeka, genetik ters çözüm, sinir ağı öğrenme gibi algoritmalar kullanılmaya başlanmıştır. Schlumberger firmasının patentli bir modülü olan genetik ters çözüm sismik algoritmasının kullanılabilirliği ve gerçek veriye uygulanmasının sonuçlarına ulaşmak amacıyla bu çalışma gerçekleştirilmiştir.

Bu çalışmada bana yardımcı olan, her daim tartışma ve tavsiyeleri ile yol gösteren değerli Doç. Dr. Ertan Pekşen hocama teşekkür ederim. Ayrıca, araştırma-geliştirme ve akademik eğitim amacıyla açık sismik veri kaynak paylaşımında bulunan Terranubis ve dGB Yer Bilimleri Girişim şirketine, Schlumberger-Petrel yazılımını sağlayan ve eğitimime destek veren şirketim Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'na teşekkür ederim.

Tez çalışmamda benimle birlikte mecburen yer bilimlerini tanıyan ve bana yardımcı olan sabırlı eşim Hediye Alemdar'a ayrıca teşekkürü bir borç bilirim.

Ağustos – 2020 Süleyman ALEMDAR

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR i
İÇİNDEKİLER ii
ŞEKİLLER DİZİNİ iv
TABLOLAR DİZİNİ vi
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ vii
ÖZET viii
ABSTRACT ix
GİRİŞ 1
1. KUZEY DENİZİ GENEL JEOLOJİSİ VE STRATİGRAFİSİ 3
1.1. Tektono-stratigrafik Evrimi 3
1.2. Kuzey Deniz Alanı Stratigrafisi 6
1.2.1. Üst Kuzey Deniz Grup 7
1.2.2. Orta Kuzey Deniz Grup 7
1.2.3. Alt Kuzey Deniz Grup 7
1.2.4. Kireçtaşı Grup 8
1.2.5. Ekofisk Formasyonu 8
1.2.6. Ommelanden Formasyonu 8
1.2.7. Rijnland Grup 9
1.2.8. Holland Formasyonu 9
2. VERİ KÜMESİ 12
2.1. Sismik Veri 12
2.2. Kuyu ve Log Verisi 13
3. SİSMİK NİTELİKLER 16
3.1. Genetik Ters Çözüm 17
3.1.1. Seçim 18
3.1.2. Çaprazlama 18
3.1.3. Mutasyon 18
3.2. Göreceli Akustik Empedans 20
3.3. Ortalama Karekök Genliği 21
3.4. Genetik Ters Çözüm Girdi ve Parametre Tanımı 21
3.4.1. Sismik küp 21
3.4.2. Genetik ters çözüm parametre tanımı 22
4. SİSMİK VERİ YORUM VE HARİTALAMA 25
4.1. Yüzey Haritaları 25
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER 27
5.1. Akustik Empedans Logu Sonuçları 27
5.2. Göreceli Akustik Empedans Sonuçları 28
5.3. Ortalama Karekök Genlik Sonuçları 30
5.4. Genetik Ters Çözüm Girdi ve Sonuçları 33
5.5. Genetik Ters Çözüm Porozite Küpü 39
KAYNAKLAR 49
KİŞİSEL YAYINLAR VE ESERLER 52
ÖZGEÇMİŞ 53

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. F3 blok lokasyonu ve çalışma alanı 4
Şekil 1.2. Kuzey Deniz bölgesi tektonik evrimini gösteren paleocoğrafik harita 6
Şekil 1.3. Çalışma alanına ait genelleştirilmiş stratigrafik kesit 10
Şekil 1.4. Kuzey Deniz Süpergrup stratigrafik birimlerinin gösterimi 11
Şekil 2.1. F3 blok sismik verinin kapladığı alanın ve konumunun gösterimi 13
Şekil 2.2. Çalışma alanındaki sismik verinin IL, XL ve Z yönlü gösterimi 13
Şekil 2.3. F02-1, F03-2, F03-4 ve F06-1 kuyularının çalışma alanı içerisindeki gösterimi 14
Şekil 2.4. Çalışma alanı içerisindeki kuyulara ait gamma ray ve sonik logları 15
Şekil 3.1. Genetik ters çözüm çalışma prensibi şeması 19
Şekil 3.2. Çaprazlama (cross-over) ve mutasyonun (mutation) çalışma prensibi 19
Şekil 3.3. Petrel yazılımında genetik ters çözüm genel akış diyagramı 20
Şekil 3.4. Petrel yazılımı içerisinde göreceli akustik empedans parametre seçim 21
Şekil 3.5. Genetik ters çözüm parametre seçimi üç boyutlu pencerede sismik veri üzerinde gösterimi 22
Şekil 3.6. Öğrenme aşamasından önce sismik yeniden örnekleme 23
Şekil 3.7. Petrel yazılımı içerisinde bulunan genetik ters çözüm niteliğine ait parametre seçim ekranı 24
Şekil 4.1. Tüm formasyon giriş seviyelerinin sismik kesit üzerinde gösterimi 25
Şekil 4.2. IL 600 XL 850 sismik veri kesitleri ile yüzey yorumlarının üç boyutlu olarak gösterimi 26
Şekil 4.3. Tüm kuyulardan geçen bir sismik kompozit hat gösterimi 26
Şekil 5.1. Akustik empedans logu hesaplaması 27
Şekil 5.2. Göreceli akustik empedans sonucu sismik kesit gösterimi 28
Şekil 5.3. Göreceli akustik empedans sonucu üç boyutlu gösterimi 28
Şekil 5.4. Göreceli akustik empedans sonucu elde edilen değerler 29
Şekil 5.5. Göreceli akustik empedans sismik niteliği ile orijinal sismik küpünün karşılaştırılması 30
Şekil 5.6. Ortalama Karekök Genlik (RMS) sonucunun kesit üzerinde gösterimi 31
Şekil 5.7. Ortalama Karekök Genlik (RMS) niteliğinin üç boyutlu gösterimi 31
Şekil 5.8. Ortalama Karekök Genlik (RMS) sonucu elde edilen değerler 32
Şekil 5.9. Ortalama Karekök Genlik (RMS) ile orijinal sismik veri küpü 32
Şekil 5.10. Genetik ters çözüm için seçilen parametre ekran gösterimi 34
Şekil 5.11. GI için alan içerisindeki tüm kuyuların öğrenme evresine katıldığında seçilen parametreler 35
Şekil 5.12. Tüm kuyuların seçildiği genetik ters çözüm sismik nitelik küpünün 435 numaralı IL gösteren kesiti 36

Şekil 5.13. Tüm kuyuların seçildiği genetik ters çözüm sismik nitelik küpünün üç boyutlu pencerede tüm yönlerden gösterimi 36
Şekil 5.14. Genetik ters çözüm için alan içerisindeki F02-1 kuyusunun öğrenme evresine katılmadığı ve kontrol kuyusu olarak seçildiğindeki parametreler 37
Şekil 5.15. F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak seçildiği genetik ters çözüm sismik nitelik küpünün 435 numaralı IL gösteren kesiti 38
Şekil 5.16. F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak seçildiği genetik ters çözüm sismik nitelik küpünün üç boyutlu pencerede tüm yönlerden gösterimi 38
Şekil 5.17. Genetik ters çözüm porozite küpünün üç boyutlu pencerede gösterimi 39
Şekil 5.18. Genetik ters çözüm porozite sismik nitelik küpünün kesiti 40
Şekil 5.19. F02-1 kuyusuna ait sonuçların ve formasyon girişlerinin gösterimi a) Orijinal sismik küpten alınan kuyu konumuna ait kesit, b) Girdi olarak kullanılan ve yoğunluk ile hız logunun çarpılması ile elde edilen akustik empedans logu, c) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucu, d) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, e) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucu, f) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, g) Ortalama karekök genlik (RMS) sismik nitelik gösterimi, h) Görece akustik empedans sismik nitelik sonucu 40
Şekil 5.20. F03-2 kuyusuna ait sonuçların ve formasyon girişlerinin gösterimi a) Orijinal sismik küpten alınan kuyu konumuna ait kesit, b) Girdi olarak kullanılan ve yoğunluk ile hız logunun çarpılması ile elde edilen akustik empedans logu, c) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucu, d) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, e) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucu, f) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, g) Ortalama karekök genlik (RMS) sismik nitelik gösterimi, h) Görece akustik empedans sismik nitelik sonucu 41
Şekil 5.21. F03-4 kuyusuna ait sonuçların ve formasyon girişlerinin gösterimi a) Orijinal sismik küpten alınan kuyu konumuna ait kesit, b) Girdi olarak kullanılan ve yoğunluk ile hız logunun çarpılması ile elde edilen akustik empedans logu, c) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucu, d) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, e) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucu, f) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, g) Ortalama karekök genlik (RMS) sismik nitelik gösterimi, h) Görece akustik empedans sismik nitelik sonucu 41
Şekil 5.22. F06-1 kuyusuna ait sonuçların ve formasyon girişlerinin gösterimi a) Orijinal sismik küpten alınan kuyu konumuna ait kesit, b) Girdi olarak kullanılan ve yoğunluk ile hız logunun çarpılması

ile elde edilen akustik empedans logu, c) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucu, d) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, e) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucu, f) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, g) Ortalama karekök genlik (RMS) sismik nitelik gösterimi, h) Görece akustik empedans sismik nitelik sonucu 42
Şekil 5.23. F03-2 kuyusuna ait, tüm kuyuların kullanıldığı GI akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 43
Şekil 5.24. F03-2 kuyusuna ait, F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olduğu GI akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan AI korelasyon katsayısı 43
Şekil 5.25. F03-2 kuyusuna ait, GI porozite logu ve hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı 44
Şekil 5.26. F03-4 kuyusuna ait, tüm kuyuların kullanıldığı GI akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 44
Şekil 5.27. F03-4 kuyusuna ait, F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olduğu GI akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 45
Şekil 5.28. F03-4 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı 45
Şekil 5.29. F06-1 kuyusuna ait, tüm kuyuların kullanıldığı GI akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 46
Şekil 5.30. F06-1 kuyusuna ait, F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak kullanıldığı GI akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 46
Şekil 5.31. F03-4 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı 47
Şekil 5.32. F02-1 kuyusuna ait, tüm kuyuların kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 47
Şekil 5.33. F02-1 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı 48

TABLOLAR DİZİNİ

Tablo 2.1. Çalışma alanında bulunan kuyulara ait kuyu bilgisi ve kuyu logları 14

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

Kısaltmalar

3B	: Üç boyutlu
2B	: İki boyutlu
CK	: Kireçtaşı Grup
CKEK	: Ekofisk Formasyonu
CKGR	: Ommelanden Formasyonu
ΔT	: Sonik hız logu
GI	: Genetic Inversion (Genetik Ters Çözüm)
GR	: Gamma Ray logu
IL	: Inline (Enine hat)
KN	: Rijnland Grup
KNGL	: Holland Formasyonu
m	: metre
ms	: Milisaniye
N	: North Sea Supergroup (Kuzey Deniz Süpergrup)
NL	: Lower North Sea Group (Alt Kuzey Deniz Grup)
NM	: Middle North Sea Group (Orta Kuzey Deniz Grup)
NMRU	: Rupel Formasyonu
NMTO	: Tongeren Formasyonu
NMVE	: Veldhoven Formasyonu
NU	: Upper North Sea Group (Üst Kuzey Deniz Grup)
RAI	: Relative Acoustic ımpedance (Göreceli Akustik Empedans)
RGD	: Rijks Geologische Dienst (Devlet Jeoloji Servisi)
RMS	: Root Mean Square (Ortalama Karekök Genliği)
SEG-Y	: Society of Exploration Geophysicists (Arama Jeofizikçileri Cemiyeti)
XL	: Crossline (Kesen Hat)
Z	: Derinlik

YAPAY SİNİR AĞI VE GENETİK TERS ÇÖZÜM YÖNTEMLERİ KULLANILARAK SİSMİK VERİLERİN YORUMLANMASI: KUZEY AÇIK DENİZİ'NDEKİ HOLLANDA ÖRNEĞİ

ÖZET

Kuzey Denizi'nin bir parçası olan Hollanda (The Dutch sector) 57.000 km^2 alan kaplamaktadır. Hollanda açık deniz sediman çökelimlerinde birçok kanıtlanmış, petrol ve gaz arama faaliyetleri de gerçekleştirilen orta Paleozoyik yaşlı hidrokarbon sistemi mevcuttur. Bu petrol sistemi içerisinde kalın Permiyen Zechstein tuz tabakası yapısal ve stratigrafik olarak etkili ekonomik hidrokarbon içeren kapanlar sunmaktadır. Bu alanda, daha önce deniz tabanının morfolojisinin belirlenmesi, genel stratigrafik yapının ortaya çıkarılması ve hidrokarbon aramacılığı amacıyla birçok sismik veri toplama ve kuyu açma faaliyeti gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmada; Kuzey Deniz Hollanda (North Sea Dutch Sector) alanı Pliyosen yaşlı birimleri içerisinde yığma sonrası sismik veri (1900 m) ve kuyu logu (dört kuyu) kullanılarak; zaman-derinlik dönüşümü, formasyon giriş yüzey haritalama ve sismik yorumlama log korelasyonu çalışmaları yapılmıştır. Bu çalışmada ana sismik nitelik olarak, sinir ağı ve genetik algoritma kombinasyonundan oluşan Schlumberger patentli Petrel yazılım programı içerisindeki hacim niteliklerinden genetik ters çözüm niteliği kullanılmıştır. Bu nitelik, klasik ters çözüm yöntemlerinden hem veri girdisi hem de işlem için gerekli süre bakımından daha etkilidir. Ayrıca bu ters çözüm yöntemi klasik ters çözüm yöntemlerine göre daha duyarlı ve daha kesin sonuç vermektedir. Bu sismik niteliğin yanı sıra karşılaştırma amaçlı olarak göreceli akustik empedans (RAI), Ortalama Karekök Genlik (RMS) sismik nitelikleri de araştırılmıştır. Genetik ters çözüm sonrası elde edilen verilerin, sinir ağı öğrenme ve ters çözüm öncesi veriler ile korelasyon karşılaştırması yapılmıştır. Girdi ve çıktı veri kümelerinin uyuşma oranı genetik ters çözüm niteliğinin; hidrokarbon potansiyeli olan yapıların belirlenmesi ve kuyu korelasyonlarının gerçekleştirilmesi ve stratigrafik yorum yapılması amacıyla kabul edilebilir olduğunu ortaya koymuştur.

Anahtar Kelimeler: F3 Blok, Genetik Ters Çözüm, Hidrokarbon Aramacılığı, Kuzey Denizi, Sismik Nitelik.

INTERPRETATION OF SEISMIC DATA USING ARTIFICIAL NEURAL NETWORK AND GENETIC INVERSION: HOLLAND DATA EXAMPLE FROM NORTH SEA OFFSHORE

ABSTRACT

The Dutch sector, which is part of the North Sea, covers 57,000 km^2. Dutch offshore sediment deposited areas have many proven middle Paleozoic aged hydrocarbon systems where petroleum and gas exploration activities have been carried out since the 1960s. In this petroleum system, the thick Permian Zechstein salt layer provides an effective cap stratigraphically and structurally. Many seismic data acquisition and well drilling activities were carried out for; delineating the morphology of the sea floor, revealing the general stratigraphic structure of the area and hydrocarbon exploration. In this study; using the post-stack seismic data (up to 1900 m) and well log (four wells) within the Pliocene aged units of the North Sea Dutch Sector area; time-depth conversion, formation surface mapping, seismic interpretation, and log correlation were obtained. The combination of neural network and genetic algorithm methods which is called as a genetic inversion (GI) method was used as the main seismic attribute from the volume attributes of the Schlumberger patented Petrel software. This attribute is more effective than classical inversion methods in terms of both data input and run time for the process. In addition, GI method gives more sensitive and more precise results than conventional inversion methods. Further, relative acoustic impedance (RAI), Mean Square Root Amplitude (RMS) attributes were applied for correlation. The GI results were compared with the data that used as input before the neural net learning step and inversion process. The correlation ratio between input data and inversion results indicated that the GI attribute can be used for; hydrocarbon exploration, well correlation, and stratigraphic interpretation.

Keywords: F3 Block, Genetic Inversion, Hydrocarbon Exploration, North Sea, Seismic Attribute.

GİRİŞ

Petrol ve doğalgaz aramacılığında kullanılan jeolojik yöntemler; yüzey jeolojisi, haritalama, saha çalışması olarak tanımlanabilirken jeofizik yöntemler; gravite, manyetik, manyetotellürik, uzaktan algılama ve sismik yöntemler olarak sınıflandırılabilir. Sismik arama yöntemi, sahada toplanan üç boyutlu ya da iki boyutlu sismik verinin işlenmesi, yoruma hazır hale getirilmesi ve ardından kesitlerin yapısal ve stratigrafik olarak incelenmesi, sonuç olarak da hidrokarbon potansiyeli olan bir lokasyonun belirlenmesi olarak tanımlanabilir. Potansiyel prospekt lokasyonu, sismik stratigrafinin belirlenmesi ve tabakalar arası ilişkinin kurulması, formasyonlara ait fiziksel ve petrofiziksel özelliklerin belirlenmesi ile belirlenmektedir. Formasyona ya da rezervuara ait bu fiziksel ve petrofiziksel özelliklerin belirlenmesinde çeşitli yorum araçları-yazılımlar ve matematiksel-fiziksel eşitlikler kullanılmaktadır. Bu araçlar sismik nitelikler (seismic attributes) olarak adlandırılmaktadır. Sismik nitelikler yerbilimlerinde yorumcular tarafından genellikle sismik stratigrafik analizleri daha iyi yapabilmek, yapısal unsurları ve sismik anomalileri daha belirgin hale getirmekte ve dolayısıyla yoruma katkıda bulunmak amacıyla kullanılır. Bu sismik nitelikler arasında genetik ters çözüm (GI), göreceli akustik empedans (RAI) ve ortalama karekök genlik (RMS) nitelikleri sayılabilir. Birçok ters çözüm yöntemi sismik veri ile özellik (akustik empedans, porozite, poisson oranı vb.) arasında korelasyonu temel almaktadır. Bu çalışmada da kullanılan sismik nitelikler daha önceki çalışmacılar tarafından da çeşitli jeolojik-jeofizik amaçlarla kullanılmıştır.

Randen ve diğ., (1998) yeni bir metot geliştirerek sismik nitelikler aracılığı ile formasyon içerisinde bulunan farklı çökelim yapılarının da (onlap, downlap, offlap vb.) belirlenebileceğini ifade etmiştir. Ayrıca, Barnes (2000) tarafından bu nitelikler, otomatik sismik fasiyes analizi ve sismik yorumlama için kullanılmıştır. Gutiérrez (2001) sismik ters çözüm yöntemini kullanmış ve yöntemin aramacılığa ve üretime katkılarını incelemiştir. Orijinal yinelemeli veya iz-entegreli sismik ters çözüm metotları, model-temelli ters çözüm, sparse-spike ters çözüm, stratigrafik temelli ters çözüm üzerinde Chopra ve Kuhn (2001) tarafından çalışılmış ve oldukça iyi sonuçlar

elde edilmiştir. Contreras ve Latimer (2010) akustik empedans niteliğini, ek nitelik olarak kullanmış ve sekans stratigrafi yorumlamasında bulunmuşlardır. Sismik niteliklerden biri olan genetik ters çözüm yöntemi, son zamanlarda teknolojinin de gelişimi ile Schlumberger firması tarafından sinir ağı (neural network) ve genetik algoritma birleştirilerek genetik ters çözüm modülü (genetic inversion) adı altında Petrel yazılımı hacim nitelikleri modülü içerisinde yer almıştır.

Bu metot gerçek veri kullanılarak Rusya'da Shtokman gaz sahasında denenmiştir. Sonuçlar Veeken ve diğ. (2009) makalesinde yayınlanmıştır. Priezzhev ve diğ.(2009) yayınlarında genetik sismik ters çözüm yöntemi ile doğrusal olmayan ve çoklu izli rezervuar modellemesine yaklaşımda bulunmuşlardır. Yalnız hidrokarbon aramacılığında kullanılmayan jeofiziksel üç boyutlu ters çözüm (genetik ters çözüm) aynı zamanda Avustralya'da jeotermal kaynak belirlemede de Pavlova ve diğ. (2010) tarafından kullanılmıştır. Al-Rahim ve diğ. (2015) üç boyutlu sismik genetik ters çözüm ile Güney Irak Mezopotamya basenindeki AL-Kumait petrol sahasında rezervuar karakterizasyonu ve prospekt tanımlamasında bulunmuş ve elde ettiği porozite küpü ve genetik ters çözüm küpü sonuçları ile lokasyon belirleyebileceğini ifade etmiştir. Samakinde ve diğ. (2017) genetik ters çözüm ve sismik frekans niteliklerini ilişkilendirerek rezervuar belirleme çalışmalarında bulunmuştur.

Hollanda deniz alanı F3 blok içerisinde yapılan çalışmalarda, Illidge ve diğ. (2016) yılında sismik stratigrafi analizinden türbidit karakterizasyonu çalışması yapmış, Duin ve diğ. (2006) Hollanda yeraltı yapısının belirlenmesi, kara ve deniz haritalamaları çalışması gerçekleştirmiştir. F3 blok içerisinde bir çok jeolojik ve jeofizik çalışma yapılmış, farklı yöntemler ve analizler uygulanmıştır. Fakat mevcut alan içerisinde klasik ters çözüm ve klasik sismik nitelikler haricinde herhangi bir genetik ters çözüm çalışması yapılmamıştır. Bu ters çözüm yönteminin çalışma alanında uygulanmasının nedeni, diğer klasik ters çözüm yöntemlerinden farklı olarak, girdi dalgacığına ya da başlangıç modeline ihtiyaç duymaması, geçmiş sinir ağı yöntemlerinden daha düşük hata payı seviyesine sahip olması ve elde edilen sonuçların aramacılık ve yorumculuk anlamında kullanılabilirliğini test etmektir. Ayrıca bu metot sadece geleneksel akustik/elastik empedans ters çözümü ile sınırlı kalmayarak herhangi tür petrofiziksel nitelik/parametre ile de çalışabilmektedir. Bu sebeple genetik ters çözüm yöntemine girdi olarak porozite değeri de verilerek sonuçlar kıyaslanmıştır.

1. KUZEY DENİZİ GENEL JEOLOJİSİ VE STRATİGRAFİSİ

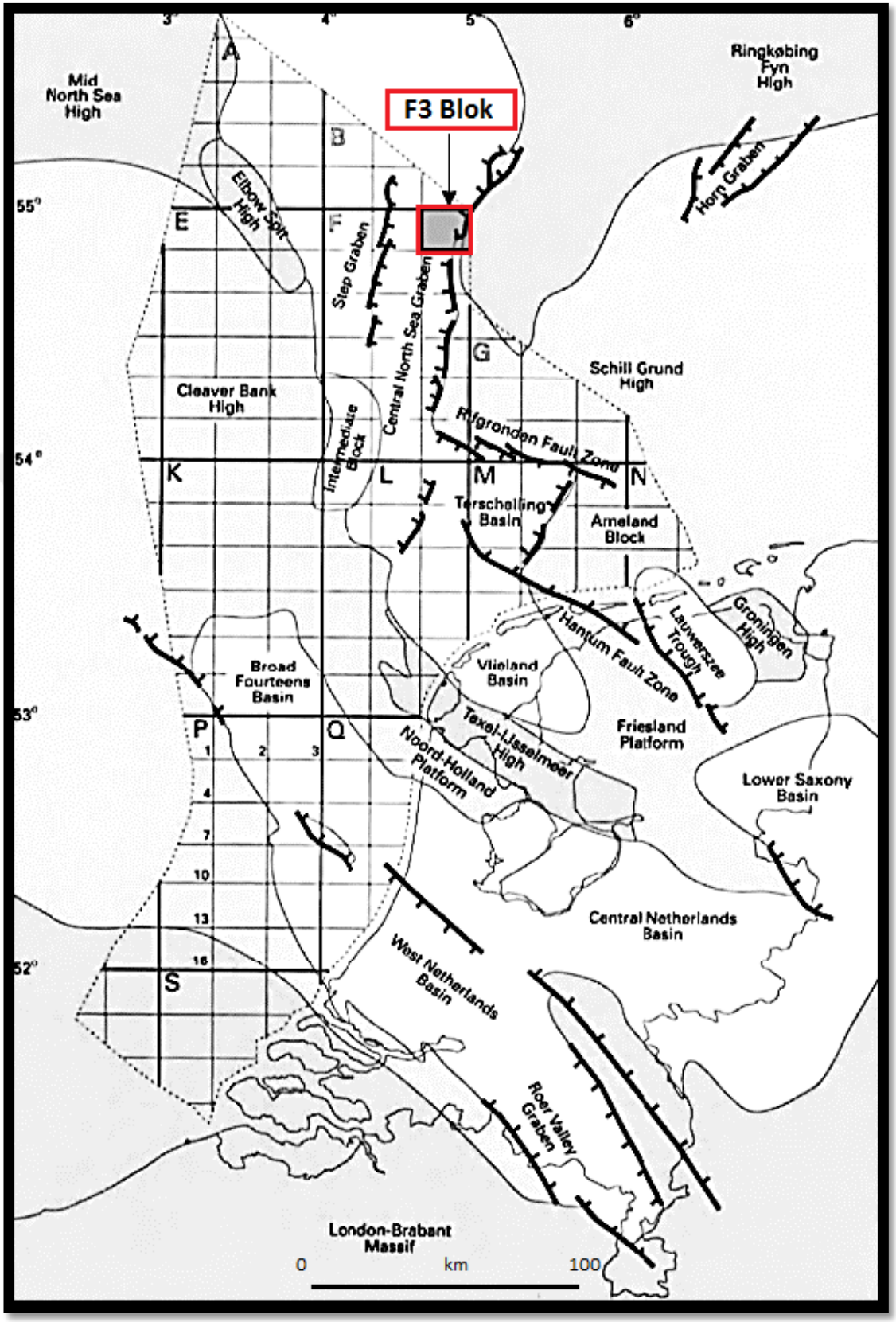
Alt Tersiyer, Mesozoyik ve Paleozoik zaman aralıkları için litostratigrafik tanımlamaların temeli 1980 yılında Petrol Şirketi (Aardolie Maatschappij B.V. (NAM)) ve Ulusal Jeoloji Servisi (Rijks Geologische Dienst (RGD)) tarafından yayımlanan Hollanda stratigrafik terimleri (Stratigraphic Nomenclature of The Netherlands) yayınına dayanmaktadır.

Üst Tersiyer ve Kuvaterner zaman aralıkları Doppert ve diğ. (1975) ve Zagwijn ve van Staalduinen (1975) tarafından geniş şekilde araştırılmıştır. İlerleyen süreçte gerçekleştirilen çalışmalar, keşifler ve açılan kuyular sebebiyle elde edilen verilerin de mevcut stratigrafik yapı yorumuna eklenmesi gerektiği görüşü ortaya çıkmıştır. Herngreen ve Wong (1989) ve Herngreen ve diğ. (1991 a) yayınlarıyla bu süreci başlatmıştır.

1990 yılında Hollanda Ulusal Jeoloji Servisi, bu girişimlerin bir araya getirilip Hollanda Kuvaterner öncesi lito-stratigrafik terimlerinin revize edilip güncellenmesine karar vermiştir. DINOloket adı altında Hollanda sığ ve derin jeolojik yeraltı yapı bilgi bankası kurulmuştur. Bu bilgi bankası, kuyu içi verisi, yeraltı su kaynakları verisi, düşey elektrik sondaj verisi ve jeolojik, kimyasal, mekanik örnek analiz sonuçlarını ve kuyu logu ile sismik verileri içermektedir. Genel jeoloji ve stratigrafi bilgisi için bu veri bankasından yararlanılmıştır.

1.1. Kuzey Denizi'nin Tektono-stratigrafik Evrimi

Çalışma alanı Hollanda açık denizi içerisinde yer almaktadır (Şekil 1.1). Kuzey Denizi'nin ana yapısal geometrisi, Geç Jura ve Erken Kretase döneminde tamamlanamayan bir riftleşme sonucu oluşan genişlemeli tektoniğin sonucudur. (Brooks, 1987; Pegrum, 1990).



Şekil 1.1. F3 blok lokasyonu ve çalışma alanı (kırmızı dikdörtgen). Lokasyon, Kuzey Denizi'nin (North Sea) Hollanda (Dutch Sector) sektöründedir (Remmelts 1995)

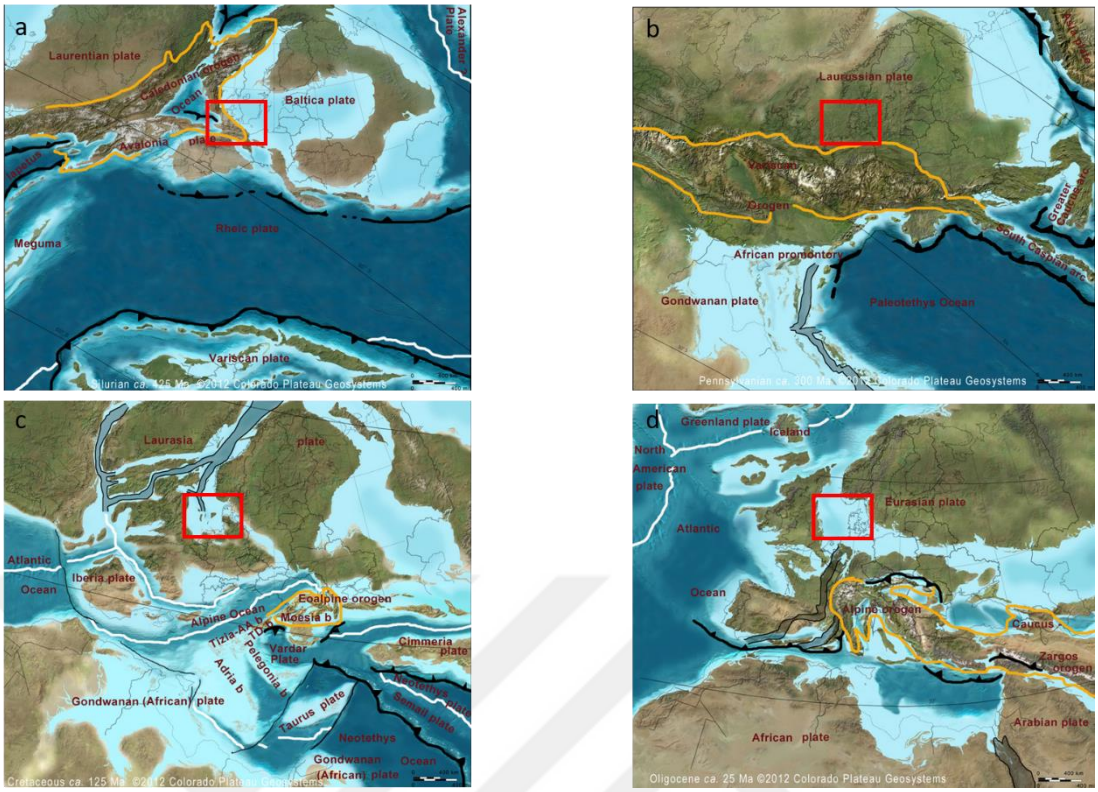
Kuzey Denizi (North Sea) bölgesinin jeoloji geçmişi; Cameron ve diğ. (1992)'e göre Kaledonyan orojeni fazı (Erken Ordovisiyen-Erken Devoniyen), Variskan orojeni fazı (Geç Devoniyen-Geç Permiyen), Kimmeryan orojeni fazı (Geç Triyas-Erken Kretase) ve Alpin orojeni fazı (Geç Kretase-Günümüz) olarak dört ana tektonik faza ayrılmıştır (Şekil 1.2).

Kaledonyan orojeni fazı ile ilgili jeolojik yapılar Iapetus okyanusunun kapanması ve aynı zamanda Erken Ordovisiyen-Erken Devoniyen'e süren Baltica, Laurentia ve Avalonia plakalarının çarpışması ile oluşmuştur (Şekil 1.2). Iapetus okyanusunun kapanması sonucu Geç Silüryen döneminde Kuzey Deniz bölgesi sıkışma rejimi etkisinde kalmıştır (Ziegler 1975).

Ordovisiyen zamanı Iapetus okyanusunun güney ucunda Gondwana plaka ayrışması sonucu Rheic okyanusu oluşmuştur (Nance ve diğ., 2012). Variskan orojeni fazı ile ilgili jeolojik yapılar, Laurussian ve Gondwana plakalarının çarpışarak süper kıta Pangea'yı oluşturması esnasında Rheic okyanusunun kapanması ile oluşmuştur (Şekil 1.2). Bu süreç Geç Devoniyen'den Geç Permiyen'e kadar sürmüştür. Variskan orojeni fazının son aşamalarında delta çökelmesi hüküm sürmüş ve bu da özellikle Kuzey Denizi'nin güneyindeki gaz oluşumlarının kaynak kayasını oluşturan Üst Karbonifer kömür katmanlarının oluşmasına yol açmıştır (Ziegler 1977).

Bölge Triyas döneminde geniş ve sığ bir deniz ile kaplanmış ve Arktik-Atlantik açılma sisteminin bir parçası olarak Mesozoyik Kuzey deniz açılması meydana gelmiştir (Ziegler 1977). Oligosen-Miyosen döneminde Alpin orojeni fazı ve sıkışma etkisiyle çoğu temel fayı tekrar aktif olmuştur. Ayrıca bu etki sebebiyle Kuzey Denizi güney kısmında yer alan Tersiyer öncesi basen yapıları terslenmeye uğramıştır (Glennie ve Boegner 1981).

Kuzey Deniz baseni çökmeye başlamış ve Tersiyer dönemi yüksek sedimantasyon Kuzey Deniz merkezinde 3500 metreye varan bir kalınlığa neden olmuştur (Ziegler 1977). Tersiyer ve Kuvaterner çökelim, Alt, Orta ve Üst Kuzey Deniz gruplarını oluşturmuştur. Bu gruplar birlikte Kuzey Deniz Süpergrup (N) (Şekil 1.3) olarak adlandırılmıştır (Wong ve diğ., 2007).



Şekil 1.2. Kuzey Deniz bölgesi tektonik evrimini gösteren paleocoğrafik harita. a) Kaledonyan Orojeni Fazı (Erken Ordovisiyen-Erken Devoniyen), b) Variskan Orojeni Fazı (Geç Devoniyen-Geç Permiyen), c) Kimmeryan Orojeni Fazı (Geç Triyas-Erken Kretase) d) Alpin Orojeni Fazı (Geç Kretase-Günümüz). Kırmızı kare, Kuzey Denizi bölgesini göstermektedir

1.2. Kuzey Deniz Alanı Stratigrafisi

Hollanda, gerek deniz alanları gerekse kara alanlarında karbonifer yaşlı kömür kaynak kayasından türeyen hidrokarbon üretiminin yapıldığı bir ülkedir. Permiyen yaşlı kumtaşı formasyonları çok iyi derecede rezervuar, Üst Permiyen yaşlı Zechstein karbonat ve tuz formasyonları da iyi örtü özelliği göstermektedir. Kuzey Denizi stratigrafik yapısı üç jeolojik zamana; Paleozoyik, Mesozoyik ve Senozoyik ayrılabilir.

Çalışma alanının stratigrafik yapısı, alanda açılmış F02-1, F03-2, F03-4 ve F06-1 kuyularından elde edilen kompozit kuyu logları ve bitirme raporları ile dokuz ayrı gruba ayrılmıştır. Bu gruplar; Kuzey Deniz Süpergrup (North Sea Supergroup N) olarak adlandırılan ve Neojen-Kuvaterner Üst Kuzey Deniz Grup (Upper North Sea Group (NU)), Oligosen Orta Kuzey Deniz Grup, Paleosen-Eosen Alt Kuzey Deniz Gruplarını (Lower North Sea Group) içeren ve Geç Permiyen Zechstein Grup, Orta

Geç Üst Germanik Triyas Grup (Upper Germanic Trias Group), Geç Jura Schieland Grup, Geç Jura Scruff Grup, Erken Kretase Rijnland Grup, Geç Kretase Chalk Grup şeklindedir (Boogaert ve Kouwe 1997) (Şekil 1.3).

1.2.1. Üst Kuzey Deniz Grubu (Upper North Sea Group NU)

Sığ denizel ortamda, ağırlıklı olarak Hollanda'nın batı kısmında çökelmiş olan bu birim, kil, ince-kaba taneli kum, yer yer çakıl ve kömür damarları içermektedir (Van Boogaert ve Kouwe 1993). Genel olarak yaklaşık kalınlığı 1500 metreyi bulmaktadır. Orta Kuzey Deniz Grup (Middle North Sea Group NM) (Şekil 1.3) üzerine uyumsuz olarak çökelmiş olan bu birim Neojenden günümüze olan çökelim alanını temsil etmektedir. Bu birim içerisinde kaba taneliden ince taneliye değişen K-B yönlü bir eğilim mevcuttur. Genel çökelim türü; sığ denizel ve akarsu-göl orijinli karasal yataklanmalar şeklindedir. Ayrıca, bu grubun en üst kısmı buzul çökelleri içerebilir.

1.2.2. Orta Kuzey Deniz Grubu (Middle North Sea Group NM)

Ağırlıklı olarak denizel çökelim olan bu birimin litolojik tanımı ağırlıklı deniz kaynaklı kumlar, siltler ve killerden oluşmaktadır. Kumların ana dağılımı Kuzey Denizi Havzası'nın güney kenarı boyuncadır. Alt Kuzey Deniz Grubu (Şekil 1.3) ya da daha yaşlı sedimanlar üzerine belirgin bir uyumsuzluk yüzeyi ile çökelmiştir. Genel olarak yaklaşık kalınlığı 550 metreyi bulmaktadır (Van Adrichem Boogaert ve Kouwe 1997). Bu grup, Veldhoven (NMVE) formasyonu, Rupel (NMRU) formasyonu ve Tongeren (NMTO) formasyonlarından oluşmaktadır.

1.2.3. Alt Kuzey Deniz Grubu (Lower North Sea Group NL)

Kuzey Denizi Havzası kenarı boyunca deniz alanında küçük ve büyük ölçekli, kırıntılı sedimantasyon döngülerinin sonucu meydana gelmiş altere gri kumlar, kumtaşları ve killerden oluşan bir gruptur. Orta Paleosen-Orta Eosen zaman aralığında olup ağırlıklı olarak çökelim alanı denizeldir (Şekil 1.3). Genel olarak kalınlığı yaklaşık 650 metreye kadar çıkabilmektedir bulmaktadır (Van Adrichem Boogaert ve Kouwe 1997). Dongen Formasyonu ve Landen Formasyonu bu grup içerisindedir. Dongen Formasyonu Asse, Brussels, Ieper ve Oosteind üyelerinden oluşmakta ve 850 metre

kalınlığa ulaşabilmektedir. Ağırlıklı olarak litolojisi Erken-Geç Eosen yaşlı denizel kil ve kum içermektedir (Van Adrichem Boogaert ve Kouwe 1997) (Şekil 1.4).

Landen Formasyonu Swalmen, Reusel, Liessel, Orp ve Gelinden üyelerinden oluşmakta ve 300 metre kalınlığa erişmektedir. Litolojik olarak, Geç Paleosen'den Erken Eosene kadar sığ deniz ve lagün çökellerinden (çoğunlukla kil, kumlu kil ve marn) (Van Adrichem Boogaert ve Kouwe 1997) oluşur (Şekil 1.4).

1.2.4. Kireçtaşı Grubu (Chalk Group CK)

Yaklaşık 2000 metreye kadar kalınlığa ulaşabilen bu grubun litolojisi ağırlıklı olarak karbonat kayaları, beyaz, krem ve açık gri, sert, ince taneli, biyoklastik kireçtaşları ve marnlı kireçtaşlarından oluşur. Başlangıçta, bu kalkerler daha kireçli bir doğaya sahipken derin gömülmenin bir sonucu olarak sıkışmaya uğrayarak daha yoğun hale gelmişlerdir. Yer yer marnlar, kalkerli kiltaşları ve glokonitik kumların oluşumu gözlenmektedir (Şekil 1.3). Güneydoğu Hollanda'daki havza kenarı boyunca daha kaba biyoklastik kalkerler mevcuttur (Van Adrichem Boogaert ve Kouwe 1997).

1.2.5. Ekofisk Formasyonu (CKEK)

Daniyen yaşlı, Kuzey ve Güney Hollanda Kuzey Denizi sektöründe yerel olarak oluşan Ekofisk Formasyonu, Houthem Formasyonunun açık deniz eşdeğeridir. Ekofisk Formasyonu adı sadece denizdeki yapısal öğelere uygulanır.

Yaklaşık olarak 140 metre kalınlığa erişebilen ve Chalk Grubu (Şekil 1.3) üyesi olan bu formasyon litolojik olarak nadir beyaz ve gri nodüler, yataklı çört tabakaları ile ince, gri ila yeşil kil tabakası içeren beyaz kireçtaşlarından oluşmaktadır. Bu formasyon akustik ve özdirenç-logu okumalarında karakteristik bir kademeli artış gösterir.

1.2.6. Ommelanden Formasyonu (CKGR)

Turoniyen – Maastrichtian yaşlı Chalk Grubu (Şekil 1.3) üyesi bu formasyon görece duraylı ve düşük enerji koşullarında karbonat kenarı ve üst kıyı denizel ortamlarda çökelmiştir. 1500 metre kalınlığa kadar ulaşabilen bu formasyonun kalınlığı önceki Mesozoyik çökelim ortamının yükseltildiği ve ince bir Chalk Grubu ile sonuçlanan

terslenme hareketinden büyük ölçüde etkilenmiştir. Bitişik yükselimlerin güçlü çöküşü sonucu kıyısal oluklar olarak adlandırılan yapılar oluşmuş ve birbirini takip eden kalın bir ardalanma yapısı ortaya çıkmıştır (Van Wijhe 1987; De Jager 2003, 2007; Van der Molen 2004).

1.2.7. Rijnland Grubu (KN)

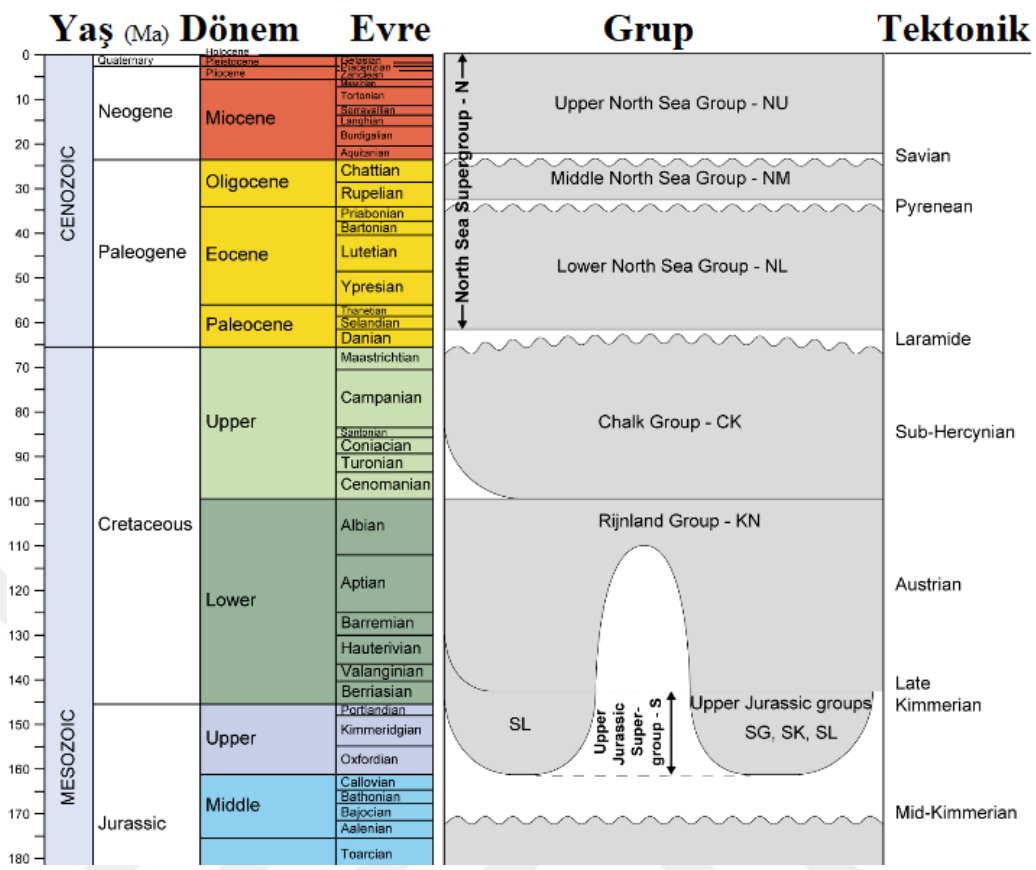
Kıyı, sığ-oldukça derin, açık deniz (kıyı-dış-neritik) çökelme ortamında çökelmiş olan bu grup 500-1000 metre aralığında değişen ve 2000 metrelere kadar ulaşabilen kalınlığa sahiptir (Şekil 1.3). Litolojik olarak tabanda kumtaşı yatakları ve yerel olarak, havza kenarına bitişik daha yüksek seviyelerde benzer kaba kırıntılı ara katmanlar içerebilen killi ve bazı marnlı oluşumlar içerir (Van Adrichem Boogaert ve Kouwe 1997). Holland Formasyonu bu grubun üyesidir.

1.2.8. Holland Formasyonu (KNGL)

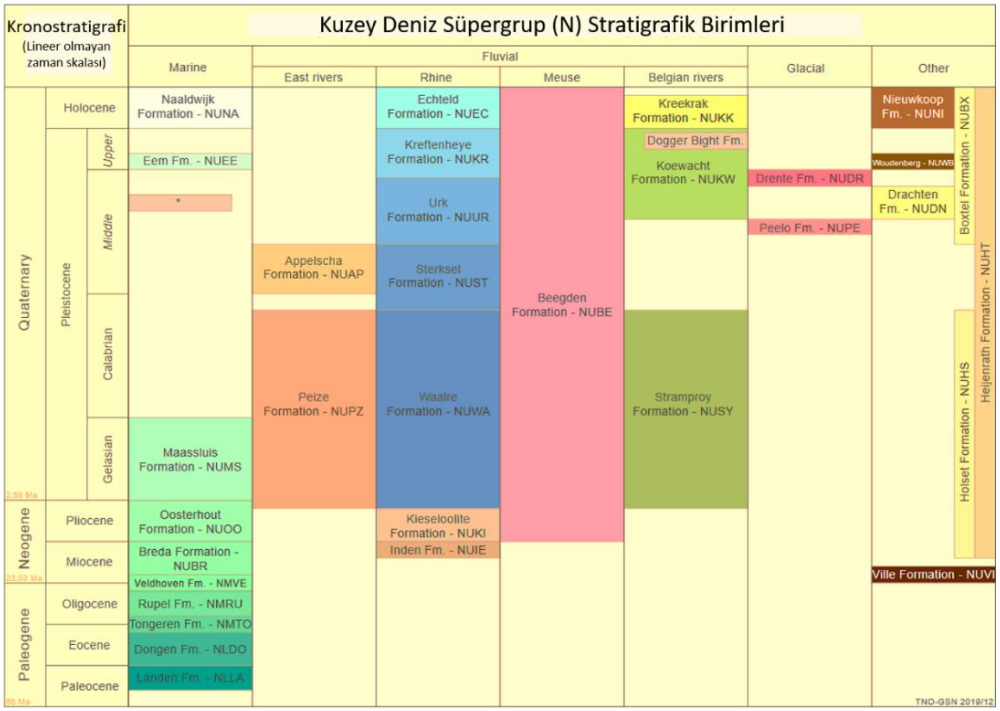
Biyoklastik karbonatların yerleştiği orta ila oldukça derin deniz ortamında (orta ila dış-neritik) çökelmiş ve100-500 metre aralığında değişen kalınlığa sahip bu formasyon gri ve kırmızı-kahverengi marnların ve marnlı kiltaşlarının dizisi yer yer ince bitümlü şeyl ara bantları veya daha kalın yeşil kum ardalanmaları ile kesilir (Van Adrichem Boogaert ve Kouwe 1997).

Hollanda stratigrafik yapısı, alanda açılmış olan F02-1 kuyusu, F03-2 kuyusu, F03-4 kuyusu ve F06-1 kuyularından elde edilen kompozit kuyu logları ve bitirme raporlarının yorumlanması ile dokuz ayrı gruba ayrılmıştır. Yukarıda, stratigrafik olarak açıklanan bu gruplar; Kuzey Deniz Süpergrup (North Sea Supergroup N) olarak adlandırılan ve Neojen-Kuvaterner Üst Kuzey Deniz Grup (Upper North Sea Group (NU)), Oligosen Orta Kuzey Deniz Grup, Paleosen-Eosen Alt Kuzey Deniz Gruplarını (Lower North Sea Group) şeklindedir.

Petrol sistemi anlamında da bölgede Üst Permiyen yaşlı Zechstein karbonat ve Üst Permiyen yaşlı Zechstein tuz formasyonları iyi örtü özelliği göstermektedir. Bahsedilen formasyonlar hem sismik veri hem de kuyu logu verisi kullanılarak genetik ters çözüm niteliğine girdi olarak kullanılmıştır. Yukarıda açıklamalı olarak bahsedilen formasyonlara ait jeolojik zaman tablosu şekil 1.3 olarak gösterilmiştir.



Şekil 1.3. Çalışma alanına ait genelleştirilmiş stratigrafik kesit (www.nlog.nl)



Şekil 1.4. Kuzey Denizi stratigrafik birimleri (https://www.dinoloket.nl)

2. VERİ KÜMESİ

Yapılan çalışmada kullanılan üç boyutlu sismik veri ve kuyulara ait log verileri ile uygulanan metot aşağıdaki başlıklarda açıklanmaktadır.

2.1. Sismik Veri

Kullanılan üç boyutlu sismik veri 1987 yılında, Avrupa Kuzey Denizi'nde Hollanda (Dutch Sector) bölgesi F3 blok (Şekil 2.1) içerisinde Üst Jura ve Alt Kretase yaşlı birimler içerisindeki petrol ve doğalgaz potansiyelinin araştırılması amacıyla toplanmıştır. Sismik verinin kullanımı eğitim ve araştırma-geliştirme çalışmaları için açık kaynaklıdır. Toplanan üç boyutlu sismik veri, 650 boyuna hat (inline) ve 950 kesen enine hat (crossline) olarak atılmış ve 375 kilometrekare alanı kapsamaktadır (Şekil 2.2). Sismik veri setini oluşturan hatlar ve kesen hatlar arası artış 1 hat, bin ölçüsü (bin size) 25metre/hat x 25metre/hat, toplam iki yol zamanlı veri süresi 1,848 milisaniye, örnekleme aralığı 4 milisaniyedir.

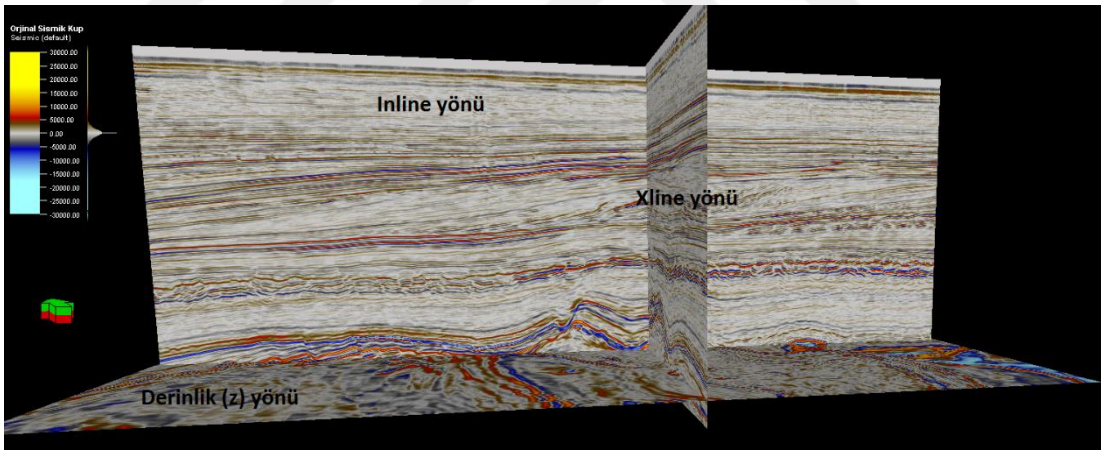
Sismik veri kalitesinin artırılması hem yorum açısından hem de gerçek jeolojik yapıya ulaşılabilmesi açısından önem arz etmektedir. Sahada toplanan veri çeşitli süzgeç ve veri işlem aşamalarından geçirildikten sonra yoruma hazır hale gelmektedir.

Eğim yönlü median süzgeci (Dip-steered median filter) yanal devamlılıkların daha belirgin hale getirilmesi, sismik gürültünün giderilmesi, yapısal yorumlamanın daha kolay hale getirilmesi, otomatik iz takibi (auto-track) uygulamaları amacıyla kullanılan bir niteliktir. Üç boyutlu sismik verinin sinyal/gürültü oranının düşük olması sebebiyle eğim yönlü median süzgeci (dip-steered median filter) niteliği uygulanarak veri kalitesi artırılmıştır.

Sismik veri kalitesinin artırılması ile ilgili olarak çeşitli sismik nitelik ve süzgeç teknikleri geliştirilmekte ve bu nitelik ve teknikler sismik veriye uygulanarak hem daha iyi sonuçlar elde edilmekte hem de yorum açısından kolaylık ve güvenirlilik artmaktadır.



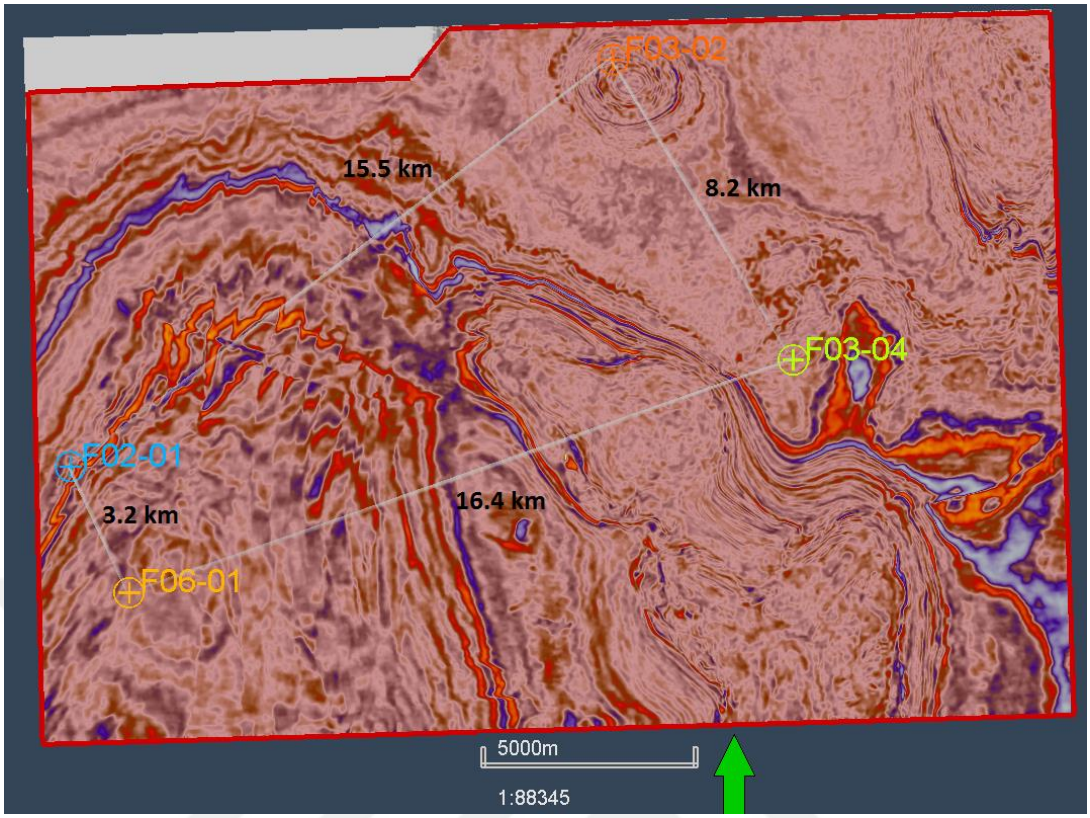
Şekil 2.1. Beyaz kare içerisinde çalışma alanı F3 blok sismik verinin kapladığı alan ve konumunun gösterimi



Şekil 2.2. Çalışma alanı F3 blok sismik verisinin boyuna, kesen ve düşey yönlü gösterimi

2.2. Kuyu Logları Verisi

Çalışma alanı içerisinde dört adet dikey kuyu mevcuttur. Kuyuların isimleri F02-1, F03-2, F03-4 ve F06-1 şeklindedir. Tüm kuyularda sonik ve GR (Gamma Ray) logları mevcut olmakla birlikte yalnızca F02-1 kuyusu ve F03-2 kuyusunda yoğunluk logu mevcuttur. F02-1, F03-2, F03-4 ve F06-1 kuyuları arası mesafe ve lokasyon şu şekildedir;



Şekil 2.3. F02-1, F03-2, F03-4 ve F06-1 kuyularının çalışma alanı içerisindeki bir sismik derinlik kesiti üzerinde gösterimi

Her ne kadar kuyu son derinlikleri verilmiş olsa da sismik verinin son derinliği yaklaşık 1900 metredir. Bu sebeple ilgilenilen alan Üst Kuzey Deniz Grup (Upper North Sea Group) kumtaşları ve Orta Kuzey Deniz Grubu (Middle North Sea Group)'dur. Kuyulara ait genel bilgiler Tablo 2.1'de verilmiştir.

F02-1 ve F03-2 kuyularında bulunan yoğunluk ve sonik logları kullanılarak sinir ağı niteliği ile yoğunluk-hız ilişkisi oluşturulmuş ve oluşturulan ilişki kullanılarak F03-4 ve F06-1 kuyularına yoğunluk-hız logu yaklaşımı yapılmıştır (Şekil 2.4). Tüm kuyularda kullanılan yoğunluk-porozite ilişkisi kumtaşı matriksine göre hesap edilmiş olup formülü:

$$\rho_{yoğunluk} = (\rho_{matriks} - \rho_{log})/(\rho_{matriks} - \rho_{sıvı}) \quad (2.1)$$

$\rho_{matriks}$: Matriks yoğunluğu kumtaşı yoğunluğu olup 2,65g/cm^3 şeklindedir.

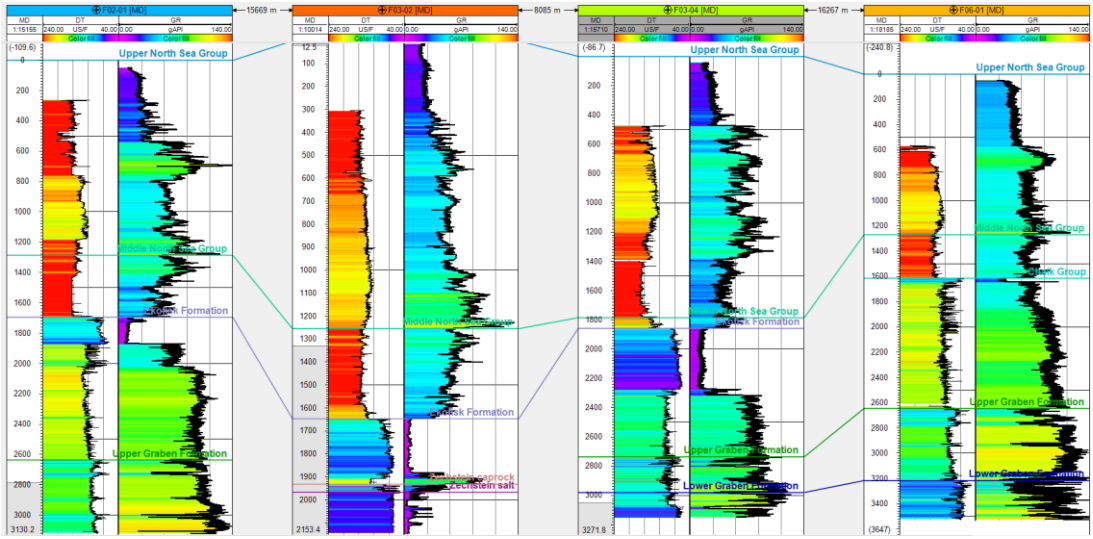
ρ_{log}: Hacimsel yoğunluk (Birim hacim yoğunluğu)

$\rho_{sıvı}$: Çamur filtre (mud-filtrate) yoğunluğu olup 1,05g/cm^3 şeklindedir.

Tablo 2.1. Çalışma alanında bulunan kuyulara ait kuyu bilgisi ve kuyu logları

Kuyu Adı	X koordinat (UTM 31-ED50)	Y koordinat (UTM 31-ED50)	Son Derinlik	Loglar
F02-1	606549	6080124	3128 m	Kaliper,Yoğunluk,GR (Gamma Ray),P-dalgası, Porozite
F03-2	619091	6089516	2150 m	Yoğunluk,GR (Gamma Ray),P-dalgası,Porozite
F03-4	623256	6082586	3150 m	Yoğunluk,GR (Gamma Ray),P-dalgası,Porozite
F06-1	607902	6077213	3530	Yoğunluk,GR (Gamma Ray),P-dalgası,Porozite

Çalışma alanı içerisinde bulunan kuyulara ait gamma ray ve sonik logları ile bu kuyularda kesilen formasyon isimlerinin Petrel yazılımı kuyu gösterimi bölümünde görüntülenmesi sonucu elde edilen çıktı gösterilmiştir (Şekil 2.4).



Şekil 2.4. Çalışma alanı içerisinde bulunan kuyulara ait gamma ray ve sonik logları ile bu kuyularda kesilen formasyon isimleri.

3. SİSMİK NİTELİKLER

Sismik nitelikler, sismik verinin nicel ve tanımlayıcı karakterizasyonunun başlangıçtaki sismik veri ile aynı ölçekte gösterilmesi olarak tanımlanmaktadır (Barnes 1999). Sismik nitelikler sismik yorumlamada, normalde görülmeyen bir anomaliyi göstermek ve ortaya çıkarmak amacıyla bir araç olarak gereklidir.

Yapay sinir ağı çalışmaları rezervuar karakterizasyonu için önemli bir araç haline gelmiştir. Hampson ve diğ. (2001) sinir ağı uygulamasının yeni bir yöntem olarak kuyu loglarının önceden tahmininin sismik veriden doğrusal ya da doğrusal olmayan çoklu iz nitelikleri kullanılarak elde edilebileceğini göstermiştir.

Schlumberger yazılım firmasına ait Petrel sismik yorumlama programı içerisinde bulunan hacim niteliklerinden genetik ters çözüm yöntemi diğer geleneksel ters çözüm yöntemlerinden farklı olarak, genetik ters çözüm için bir ön modele ve herhangi bir girdi dalgacığa gerek duymaz. Ayrıca geleneksel ters çözüm metotları ile karşılaştırıldığında genetik ters çözüm daha hızlı sonuç vermektedir (Pavlova ve diğ. 2010). Daha karmaşık olan genetik ters çözüm diğer metotlara göre, girdi veri kümesi içerisindeki çok küçük değişikliklere duyarlı olması nedeniyle daha gelişmiş ve iyileştirilmiş sonuçlar sunmaktadır (Veeken ve diğ. 2009).

Aslında, genetik ters çözüm algoritması, hata fonksiyonunu tahmin etmek için sentetik veri kümesi hesaplayarak düz çözüm modelleme adımından geçmemektedir. Sürecin kendisi, sismik küp vektör alanından nitelik alanına gitmek için doğrudan bir fonksiyon oluşturmaya çalışmaktadır. Geleneksel bir ters çözüm şeması her yinelemede (iterasyonda) (modelleme, hata fonksiyonu hesaplama, geri yayılma, model yeniden tahmin vb.) her şeyi aynı anda yaparken, sinir ağı sürecinde modelleme kısmı tümü için bir kez ve öğrenme aşamasının sonunda yapılır.

Geleneksel metotlar ile karşılaştırıldığında genetik ters çözüm yönteminin dezavantajı, başlangıç modeli için kuyu loglarına ihtiyaç duymasıdır. Avantajı ise herhangi bir seviye yorumu, fay yorumu ya da dalgacık çıkarımına model temelli ters çözüm

yöntemlerinde olduğu gibi ihtiyaç duymamasıdır. Genetik ters çözüm işlemi, sismik küp genliğini ve kayaç özelliğini bağlayan doğrusal olmayan çoklu iz operatörünü kurduktan sonra, bu operatör sadece üst ve taban yüzeyleri tarafından tanımlanan aralıkta türetilmiş olsa bile küpün her yerine model olarak uygulayacaktır.

3.1. Genetik Ters Çözüm (Genetic Inversion)

Schlumberger firmasına patentli olan Petrel yazılımı içerisindeki yardım ve Petrel Guru açıklama kısmından yararlanılarak genetik ters çözüm işleminin teorisi anlatılmıştır.

Sinir ağı (Neural Network), ortak çok katmanlı bir ağ olmakla birlikte genetik ters çözüm (GI) modülü durumunda bir gizli katman daha eklenerek genetik ters çözüm işlemi gerçekleşmektedir. Sinirsel iş akışının özellikleri aşağıdaki gibidir:

• Aktivasyon fonksiyonu (sigmoid function),

$$f(x) = \frac{1}{1+e^{-x}} \tag{3.1}$$

• Girdi/Gizli katman ilişkisi:

$W_{0,n}$ girdi tabaka, $w_{0,p+1}$ gizli tabakalardan birini temsil etmek üzere,

$$\gamma(gizli_{tabaka}) = f(\sum_{i=1}^{n-1} y(girdi), i * w(girdi), i + w(girdi), n), \tag{3.2}$$

şeklinde formüle edilir.

Geleneksel olarak, sinirsel süreçler, bir Gradient azalan yöntemi (veya Conjugate gradient, Newton... gibi daha ayrıntılı olanları) kullanır ve genel minimum seviyeye yakınsama amacıyla hatayı geri yayar.

Başlangıçta, şekil 3.1'de popülasyon olarak adlandırılan kısım, hepsi sinir ağı aracılığı ile ilk iterasyondan geçen 50 (rastgele seçilmiş) girdi ağırlığı kombinasyonunu temsil eder. Daha sonra çıktı sonucu, bir hata fonksiyonu hesaplanarak gözlemlenen veri kümeleriyle (kuyu logları) karşılaştırılır. 50 giriş ağırlığı kombinasyonunun her biri için bir hata değeri hesaplanır hesaplanmaz, işlem algoritmanın şekil 3.2 deki mutasyon ve çaprazlama kısmına girer.

Algoritmada bulunan, seçim (Selection), çaprazlama (Cross-Over) ve mutasyon (Mutation) adımları bölüm devamında açıklanmaktadır.

3.1.1.Seçim (Selection)

Yalnızca en iyi adapte olmuş bireylerin hayatta kalacağını destekleyen C. Darwin'in doğal seleksiyon hipotezine benzer şekilde; bu durumda algoritma içerisinde akışta kalma kriteri, en küçük hataya sahip olan yani en iyi adapte olan birim tarafından verilir.

3.1.2. Çaprazlama (Cross-Over)

Bu aşama sırasında kromozomlar (burada bir kromozom bir ağırlık kombinasyonu olacaktır) birbirleri arasında genleri (burada bir gen, kombinasyon içinde tek bir ağırlıkla ilişkilendirilir) değiştirir ve değiştirilen genlerin sayısı tekli veya çoklu olabilir. Bu çaprazlama durumu, her bir yinelemeden ve iterasyonda tekrarlanmaktadır (Şekil 3.2.).

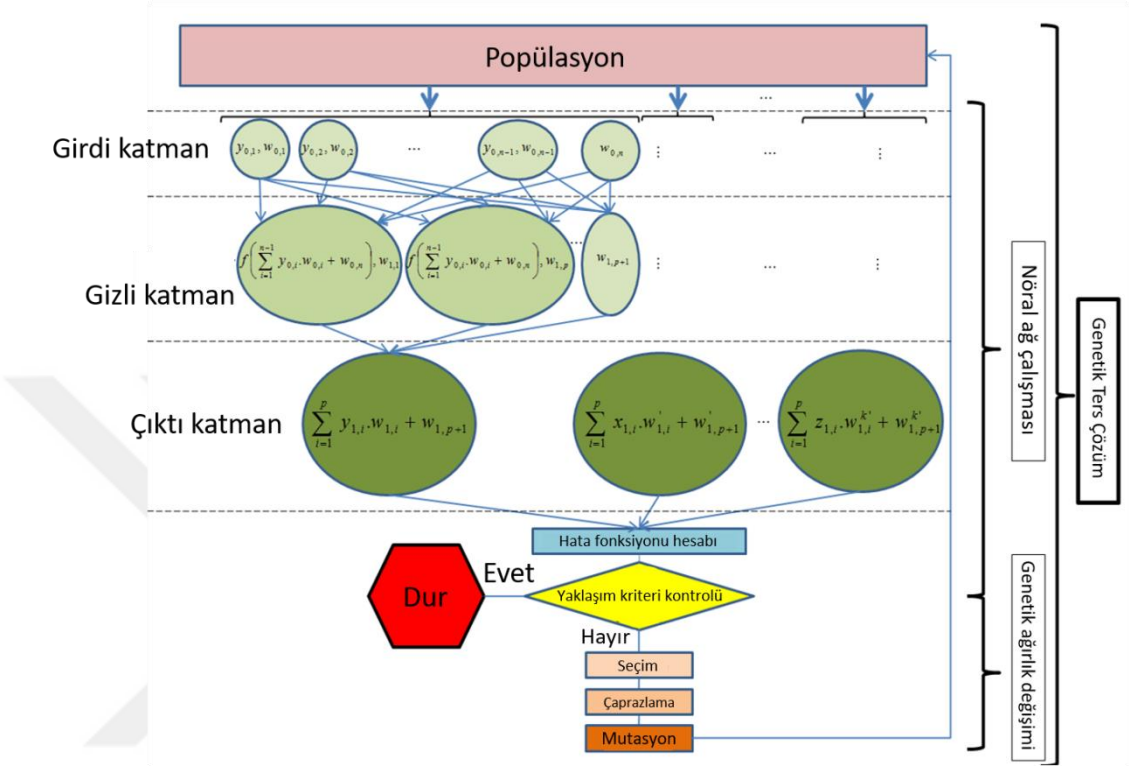
3.1.3. Mutasyon (Mutation)

Yine, doğal evrim teorisinde bahsedildiği gibi, genler kromozomlar içinde rastgele yer değiştirecektir. Bu değişim, işlemin yerel bir minimum değere yaklaşmamasını sağlar. Burada gerçekleşme olasılığı da yineleme adımının kendisinin bir fonksiyonudur, örneğin, hata fonksiyonunun değişimi bir düzleme ulaşır ulaşmaz, mutasyonun olması daha olasıdır.

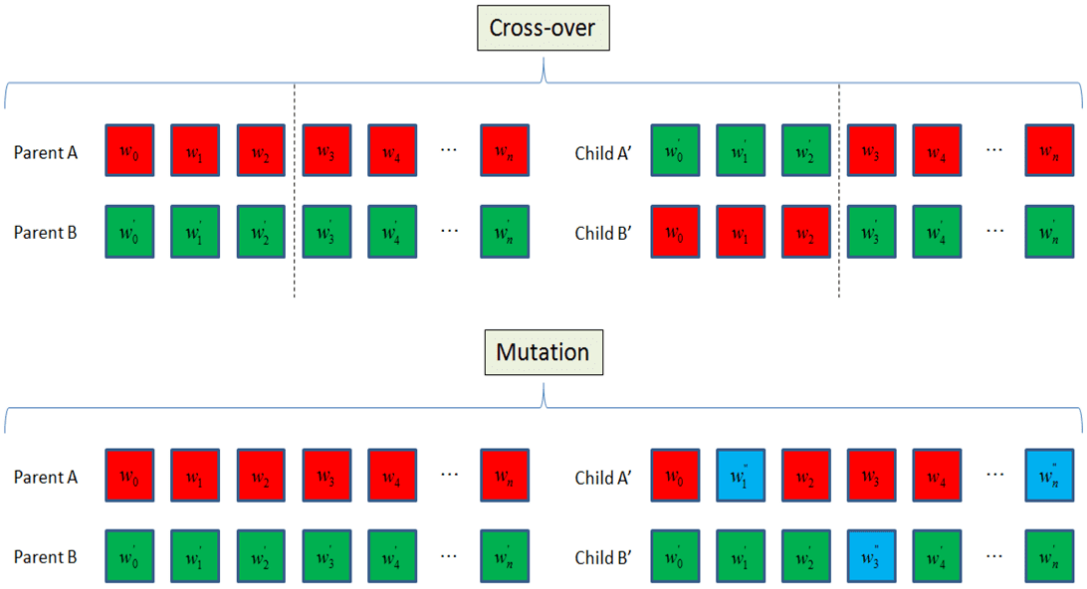
Ters çözümün her yinelemesinde popülasyon sabit olarak 50'dir. Bu sayının sabit olması sebebiyle, seçim esnasında sayı azalsa bile; seçilen ağırlık kombinasyonlarına çapraz geçiş ve mutasyon uygulanması popülasyonda tam bir 50 kromozom seti oluşturacaktır (Şekil 3.2).

Operatörün türetilmesi (derivation), orijinal sismik küpün birçok kaydırılmış hacmini oluşturur ve bu kaydırılarak oluşturulmuş hacimleri genetik ters çözüm işlemini güçlendirmek için sinir ağı motorunu beslemede kullanır. Sismik hacimdeki dikey kaymalar doğrusal olmayan operatörün dikey uyumsuzluğu ile açıklanırken, sismik hacimdeki yanal kaymalar enerji kaybı ile açıklanabilir.

Kaydırılmış hacim oluşturulması esnasında ve genetik ters çözüm aşamasında sistem tarafından oluşturulan operatör, sismik genliklerin sürekliliği ile karakterize edilen jeolojik yapıyı dikkate alacaktır.

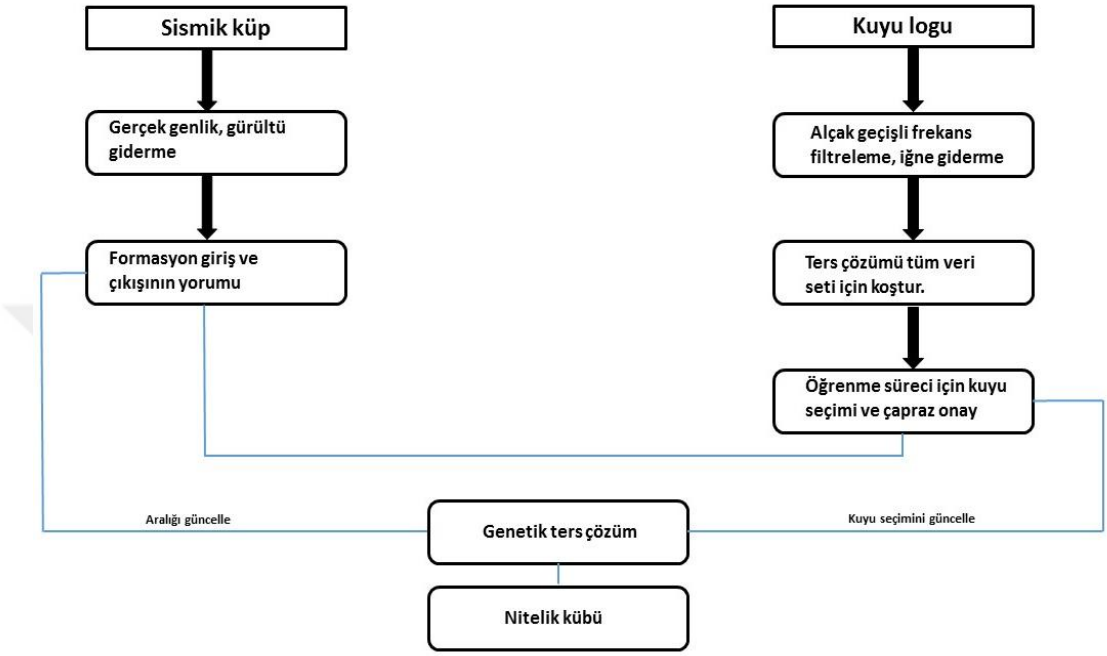


Şekil 3.1. Genetik ters çözüm çalışma prensibi şeması (Petrel Guru)



Şekil 3.2. Çaprazlama (cross-over) ve mutasyonun (mutation) çalışma prensibi (Petrel)

Bu iş akışının (Şekil 3.3) sonunda elde edilecek çıktı, doğrusal olmayan (non-linear) çoklu iz operatörü olarak tüm sismik veri setine uygulanacak ve veriyi işleme aşamasında kullanılan logların tanımladığı niteliğe uygun hale getirecektir.



Şekil 3.3. Petrel yazılımında genetik ters çözüm genel akış diyagramı

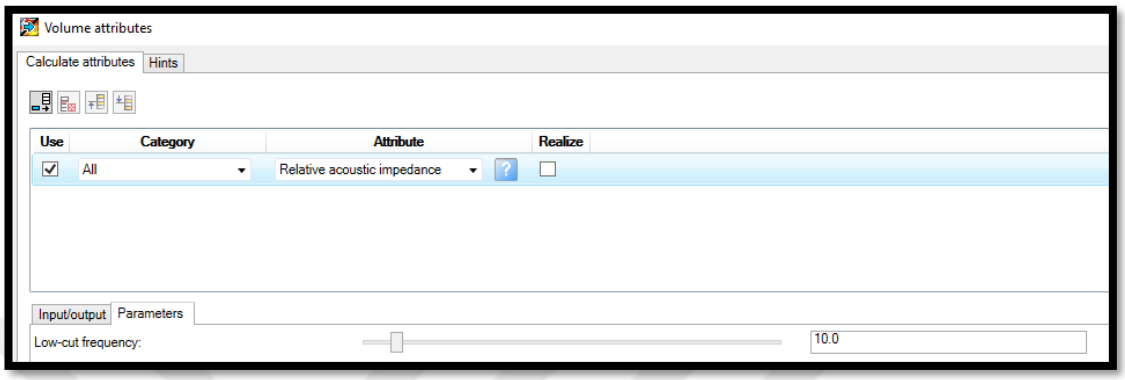
3.2. Göreceli Akustik Empedans (RAI)

Genetik ters çözüm sonuçlarının hem sismik verinin ham hali ile hem de akustik empedans bazlı çalışan diğer sismik nitelikler ile karşılaştırılması hem kullanılan algoritmanın hem de alınan sonuçların değerlendirilmesi açısından gerekli görülmüş ve sonuçlar diğer bölümde anlatılmıştır.

Bu sismik nitelik; formasyon sınırlarını, uyumsuzluk yüzeylerini ve süreksizliklerini gösterir, ayrıca formasyonlardaki gözeneklilik ve rezervuar içindeki sıvı içeriğinin varlığı ile ilgili bilgi verir. Göreceli akustik empedans, düzenli olarak örneklenen genlik değerlerinin bir toplamıdır. Potansiyel, düşük frekanslı gürültüyü azaltmak için, sismik izi entegre ederek, sonucu yüksek geçişli (Low-cut frequency) bir Butterworth filtresinden geçirerek hesaplanır.

Yüksek geçişli süzgeç (Low-cut frequency) ses sinyalinden düşük frekansları ya da belirlenmiş frekansın altındaki frekansları süzecek şekilde tasarlanmıştır.

Varsayılan değer; düşük kesme frekansı 0 ise, düşük kesme frekansı filtrelemesinin uygulanmadığı anlamına gelir. Nyquist frekansının (0,5 * 1 / örnekleme aralığı) üzerindeki düşük bir frekans, tümüyle sıfır çıkışa neden olacaktır. Petrel yazılımı içerisinde göreceli akustik empedans parametre seçim ekranı şu şekildedir.



Şekil 3.4. Petrel yazılımı içerisinde göreceli akustik empedans parametre seçim ekranı

3.3. Ortalama Karekök Genliği (RMS)

Ortalama karekök genliği (Root Mean Square RMS) hidrokarbon aramacılığında genellikle kullanılan bir yüzey niteliği olmakla beraber, bu niteliğin tüm sismik küpe uygulanması yorumlama açısından farklı bakış açısı katmaktadır. Bu nitelik genel anlamda seçilen veri kümesi içerisindeki değişim oranının istatistiksel olarak hesaplanmasına dayanır. Hesaplama öncesi genlik değerlerinin belirlendiği N örnek açıklığında seçilen pencere ile sismik izden sonuç elde edilmektedir. Seçilen pencere içerisindeki tüm genliklerin karesi alındığından bu nitelik sismik veri kalitesinden yani sinyal/gürültü oranı bakımından hassastır (Taner, 1992).

Bir N veri küme değeri için hesaplama şu şekildedir;

$$X_{RMS}=x = \sqrt{\frac{1}{N}} \sum_{i=1}^{N} x_i^2 \qquad (3.3)$$

3.4. Genetik Ters Çözümde Parametre ve Girdi Tanımı

3.4.1. Sismik küp

Ters çözüm esnasında girdi olarak herhangi bir ön işleme ihtiyacı olmayan sismik küp (yığma-sonrası migrasyonlu gerçek genlikli, ya da akustik empedans (akustik

empedans = yoğunluk x hız) ve sismik veri ile ilişkili petrofiziksel özelliklere sahip logları (porozite, sonik, bulk modül vb.) içeren kuyu verisi yeterlidir.

Bununla birlikte, ters çözüm sonucunun, modelleme adımı ile oluşturulmaya çalışılan nitelik ile uygun şekilde eşleşmesi için; kullanımdaki sismik küpün gerçek genliklere (genlik kazanımı yok) (None Amplitude Gained) sahip olmalıdır.

Tüm üç boyutlu sismik küp türleri; SEG-Y (Society of Exploration Geophysicists) veya ZGY (Schlumberger firmasının ürettiği sıkıştırılmış sismik veri türü) biçiminde kırpılmış hacim küpü, sismik nitelik küpü, girdi olarak seçilebilir. Petrel yazılımında daha iyi performans alınabilmesi için ZGY formatının seçilmesi daha uygundur. Fakat bu çalışmada kullanılan sismik veri SEG-Y formatındadır.

3.4.2. Genetik ters çözümde parametre tanımı

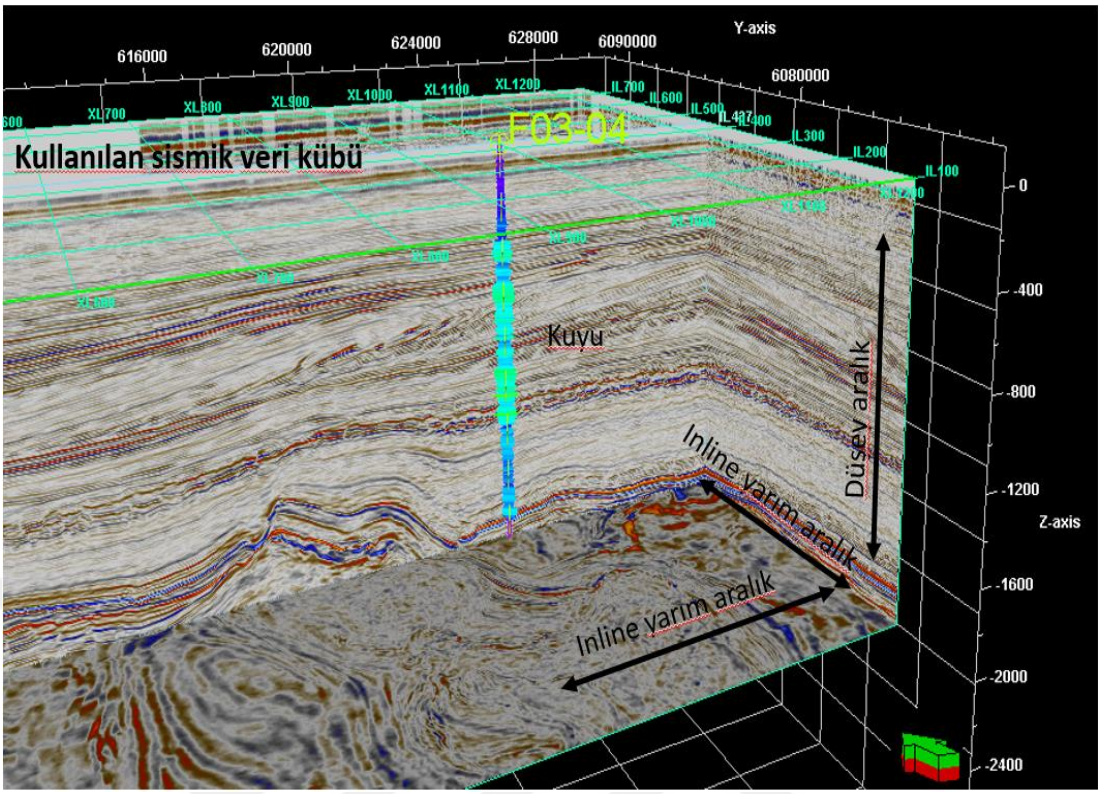
Dikey aralık: sismik alt hacmin dikey uzantısı (Şekil 3.5) varsayılan olarak 50 ye ayarlıdır (sismik çözünürlüğüne bağlı olarak değişir).

Boyuna (Inline) yarım aralık: sismik alt hacmin boyuna göre yatay yarı uzantısı (Şekil 3.5) varsayılan olarak 1 e (inline aralık sayısı) ayarlıdır (yapıların boyuna göre yanal sürekliliğine bağlıdır).

Kesen (crossline) yarım aralık: sismik alt hacmin kesen yönüne göre yatay yarım uzantısı (Şekil 3.5) Petrel yazılımı içerisinde bulunan genetik ters çözüm modülünde varsayılan olarak 1'e (kesen aralığı sayısı) ayarlıdır (kesen yönüne göre yapıların yanal sürekliliğine bağlıdır).

Öğrenme girdisi, sismik küp, mevcut kuyu verisi ve kuyu logu datasının girildiği alandır. Bu alan içerisinde sismik küp, kuyu dosyası (Well Folder), global kuyu logu/Nitelik (Global well log/Atttribute), kalite kontrol kuyu dosyası (QC well folder), girdileri seçilen parametrelere göre yüklenmektedir.

Ayarlar kısmında ise düşey aralık (Vertical Range), boyuna hat yarı-aralığı (Inline half-range), enine hat yarı-aralığı (Crossline half-range) ve yeniden örnekleme (Resample parameter) parametreleri genetik ters çözüm işlemi öncesinde sisteme tanıtılmaktadır.



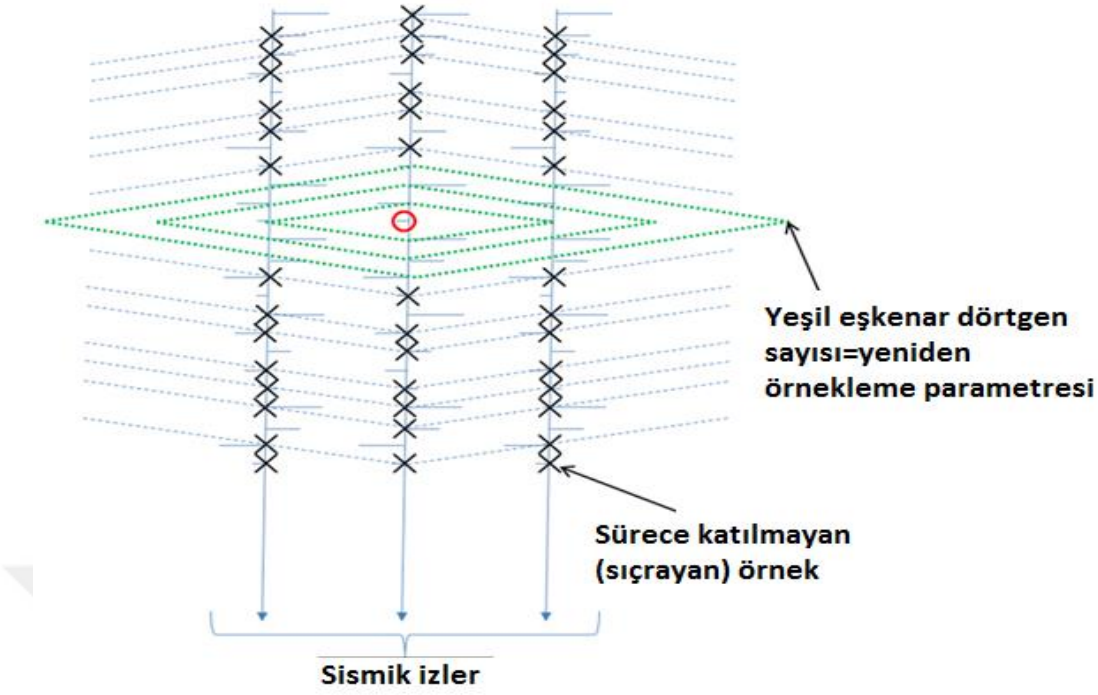
Şekil 3.5. Genetik ters çözüm parametre seçim opsiyonlarının üç boyutlu pencerede sismik veri üzerinde gösterimi

Yeniden örnekleme parametresi: öğrenme işleminin hesaplandığı sismik genlikleri içeren girdi vektörünü oluşturmak için kuyu örneği çevresindeki sismik içindeki örnek artışını tanımlar. Petrel yazılımı içerisinde bulunan genetik ters çözüm modülünde varsayılan olarak üçe ayarlıdır (örnekleme oranına ve sismik çözünürlüğüne bağlıdır).

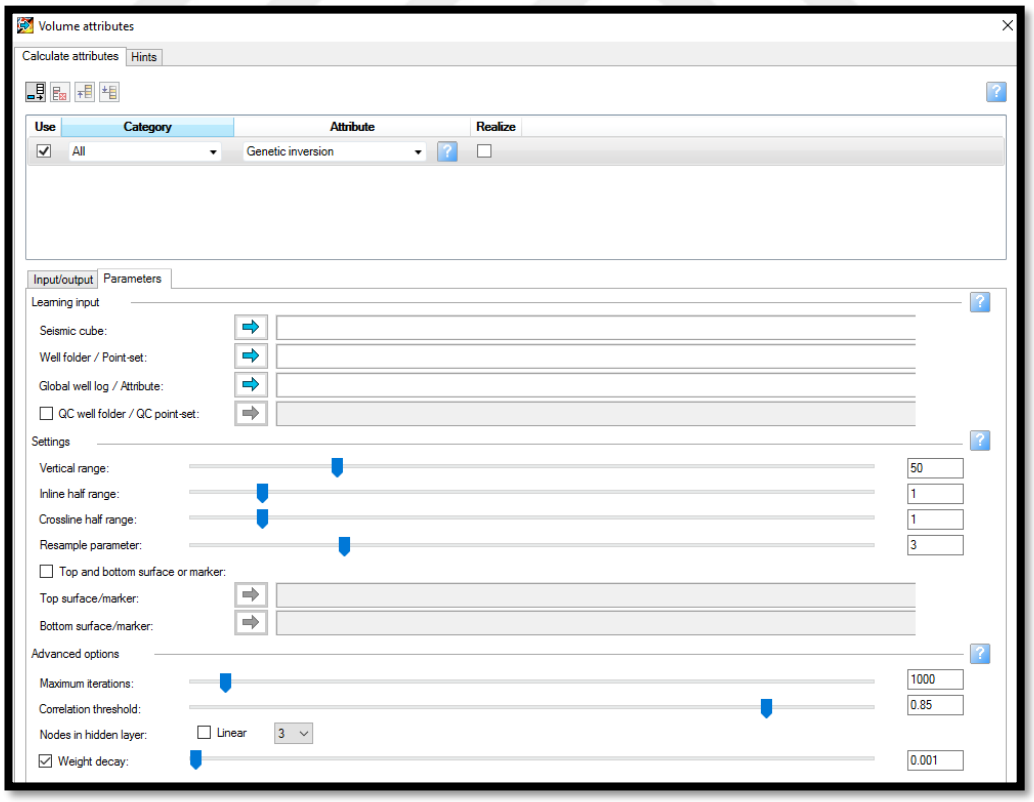
Sonuç olarak, yeniden örnekleme parametresi ne kadar yüksek olursa, hacim birimi başına örnek konsantrasyonu da o kadar önemlidir (bu parametre sismik frekans içeriği tarafından yönlendirilir). Şekil 3.6'da bu seçeneğin çalışma prensibi şematik olarak özetlenmektedir.

Üst yüzey / işaretleyici: öğrenme sürecinin hesaplandığı üst sınır için normal bir yüzey seçimi (Şekil 3.7).

Alt yüzey / işaretleyici: öğrenme sürecinin hesaplandığı alt sınır için normal bir yüzey seçimi (Şekil 3.7).



Şekil 3.6. Öğrenme aşamasından önce sismik yeniden örnekleme. Çarpı sıçrayan ve işaretleri sürece katılmayan örnekleri temsil eder (Petrel Guru yardım dosyasından değiştirilmiştir)



Şekil 3.7. Petrel yazılımı içerisinde bulunan genetik ters çözüm niteliğine ait parametre seçim ekranı

Yukarıdaki bölümlerde anlatılmış olan tüm parametre tanımları ve Petrel yazılımı içerisinde bulunan sismik niteliklerin çalışma presnsipleri göz önünne alınarak genetik ters çözüm aşamasının opsiyon ayarları yapılmıştır.

Petrel yazılımı içerisinde bulunan sismik nitelik modülleri kullanılarak alınan Ortalama karekök genliği (Root Mean Square RMS) ve Göreceli Akustik Empedans (Relative Acoustic Impedance) sismik nitelik sonuçları ile elde edilen genetik ters çözüm çıktıları hem sismik veri kesidi anlamında hem de korelasyon katsayısı anlamında karşılaştırılmış ve bu karşılaştırma sonuçları grafik çizimi olarak elde edilmiş ve sonraki bölümlerde paylaşılmıştır.

Elde edilen sonuçlar hem kontrol kuyu dosyası kullanılarak elde edilen hem de kontrol kuyusu olmaksızın elde edilen genetik ters çözüm sonuçlarıdır. Her iki senaryoda da elde edilen diğer sismik nitelikler ters çözüm sonuçları ile karşılaştırılmış ve korelasyon katsayıları hesaplanmıştır.

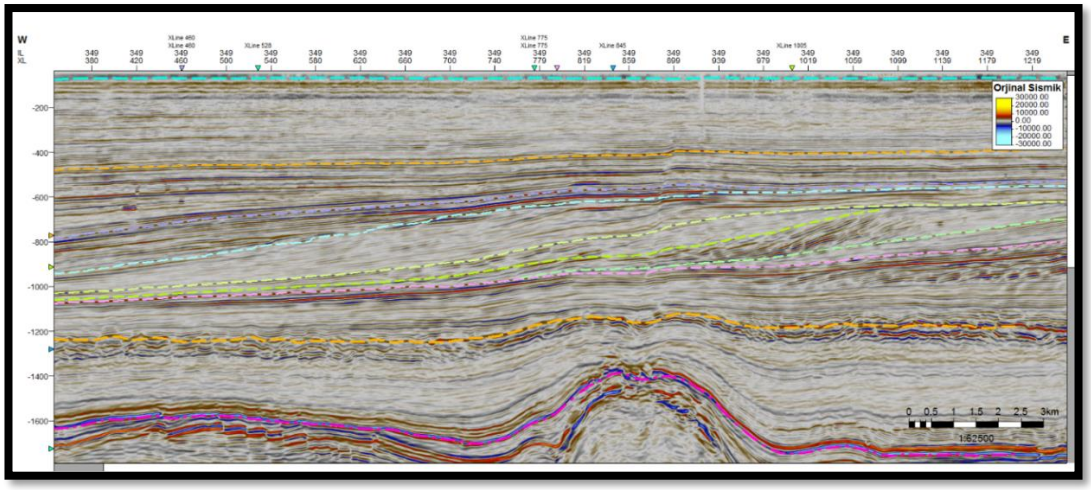
4. SİSMİK VERİ YORUM VE HARİTALAMA

4.1. Yüzey Haritaları

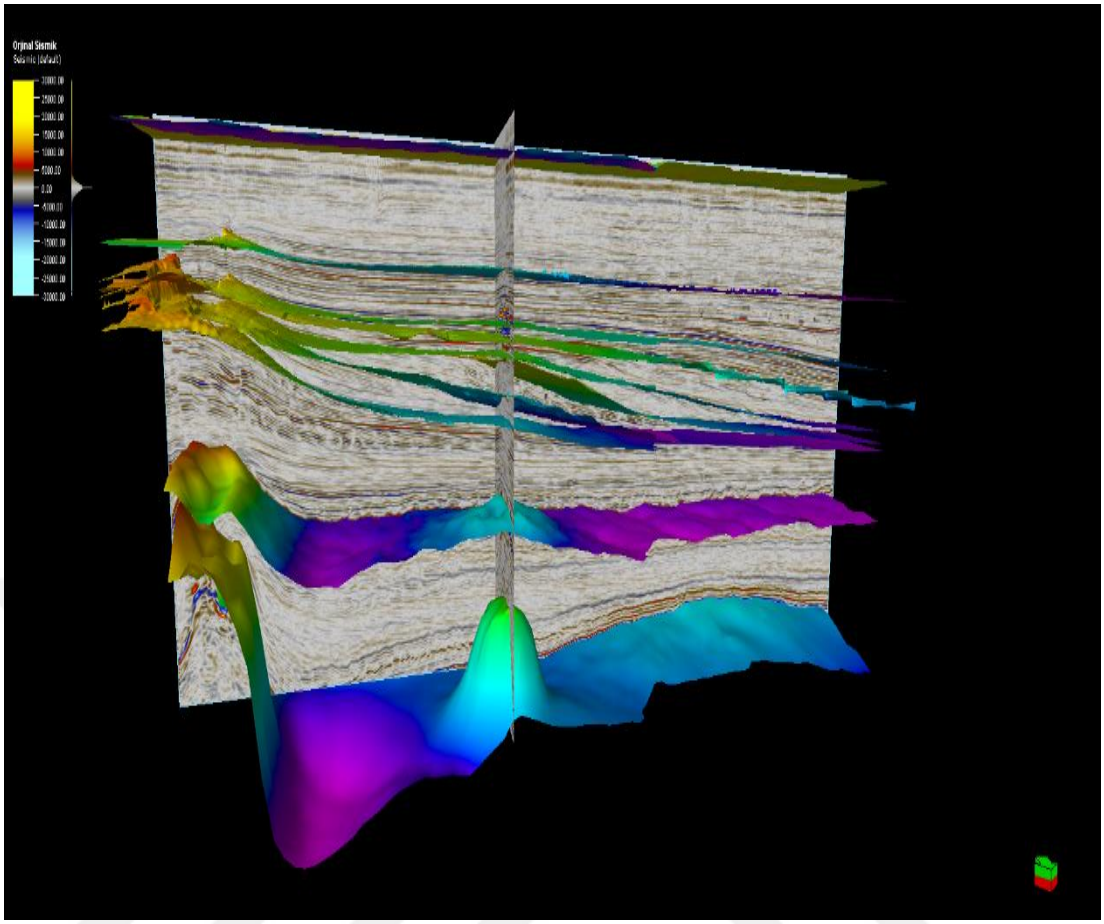
Çalışma alanı içerisinde bulunan sismik veri, çeşitli seviye yorumları ve yüzey haritalaması amacıyla yorumlanmıştır. Yapılan yorumlar iki boyutlu bir sismik kesit ile şekil 4.1'de, üç boyutlu pencerede ise şekil 4.2'de gösterilmiştir.

Yapılan yorumlar hem çalışma alanının jeolojik yapısının ortaya çıkarılması hem de alınan genetik ters çözüm ve akustik empedans sonuçlarının kıyaslanmasında kullanılmıştır. Bu sebeple tüm kuyulardan geçen ve sismik veriyi gösteren bir kompozit hat alınmıştır (Şekil 4.3).

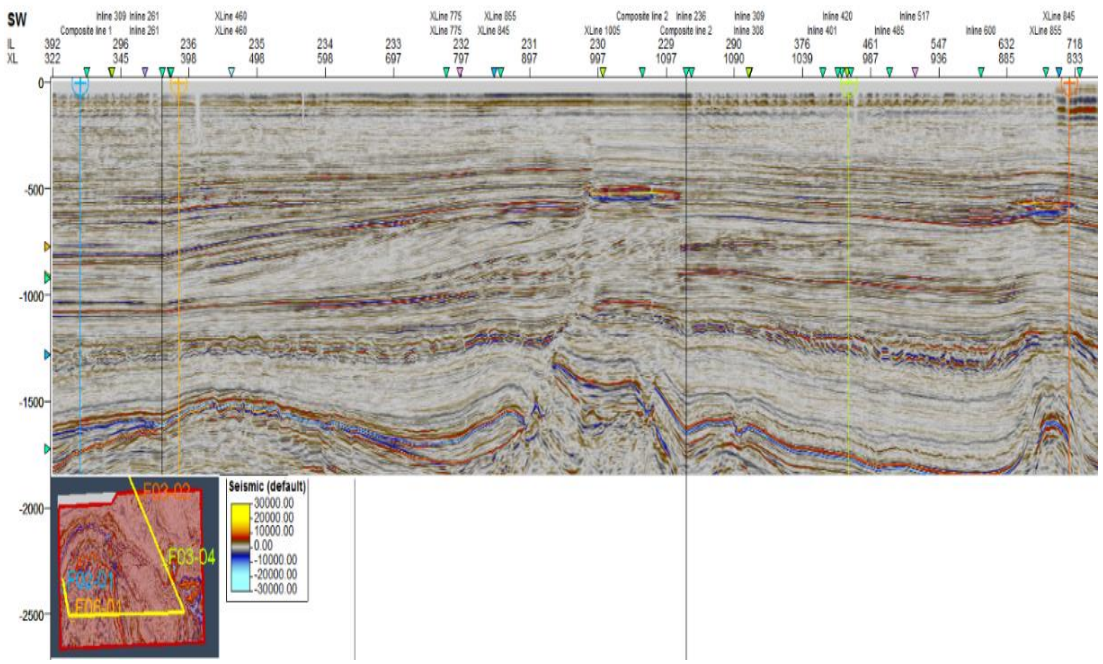
Yapılan yüzey haritaları, F02-1, F03-2, F03-4 ve F06-1 kuyularının kesmiş olduğu Üst Kuzey Deniz Grubu, Orta Kuzey Deniz Grubu, Alt Kuzey Deniz Grubu Ekofisk Formasyonu, Ommelanden Formasyonu, Chalk Grubu ve Holland formasyonunu kapsamaktadır.



Şekil 4.1. Tüm formasyon giriş seviyelerinin sismik veri kesiti üzerinde gösterimi. Sığdan derine doğru sırasıyla; deniz tabanı, FS4 (flooding surface), MFS4 (maximum flooding surface, FS6 (flooding surface), Top_Foresets, Truncation, FS7 (flooding surface), NU (Üst Kuzey Deniz Grup), NM (Orta Kuzey Deniz Grup), NL(Alt Kuzey Deniz Grup)



Şekil 4.2. IL 600 ve XL 850 sismik veri kesitleri ile yüzey yorumlarının üç boyutlu olarak gösterimi



Şekil 4.3. Tüm kuyulardan geçen bir sismik kompozit hat gösteri

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Çalışma alanında bulunan sismik veri gürültüden arındırılmış, mevcut F02-1, F03-2, F03-4 ve F06-1 kuyularına ait kuyu logları düzeltilmiş ve düzenlenmiş ardından bu veri kümesi genetik ters çözüm için girdi olarak kullanılmıştır. Genetik ters çözüm sonucunda bir akustik empedans küpü ve her bir kuyuya ait akustik empedans logu elde edilmiştir. Genetik ters çözüm niteliğine girdi olarak sismik veri karakteristiği ile bağlantılı olan porozite logları verilmiş sonuç olarak porozite küpü ve her bir kuyuya ait porozite logu elde edilmiştir. Genetik ters çözüm niteliği ile karşılaştırma yapabilmek amacıyla göreceli akustik empedans (RAI) ve ortalama karekök genlik (RMS) sismik nitelikleri de hesaplanmıştır. Tüm girdi ve çıktı veri setleri karşılaştırılarak kullanılan Schlumberger patentli Petrel yazılımı dahilinde bulunan genetik ters çözüm niteliğinin hidrokarbon aramacılığında ve yapısal-stratigrafik yorumlamada ne kadar kullanılabilir olduğu test edilmiştir.

Tüm sonuçlar ve karşılaştırmalar bu bölümde anlatılmıştır.

5.1. Akustik Empedans Logu Sonuçları

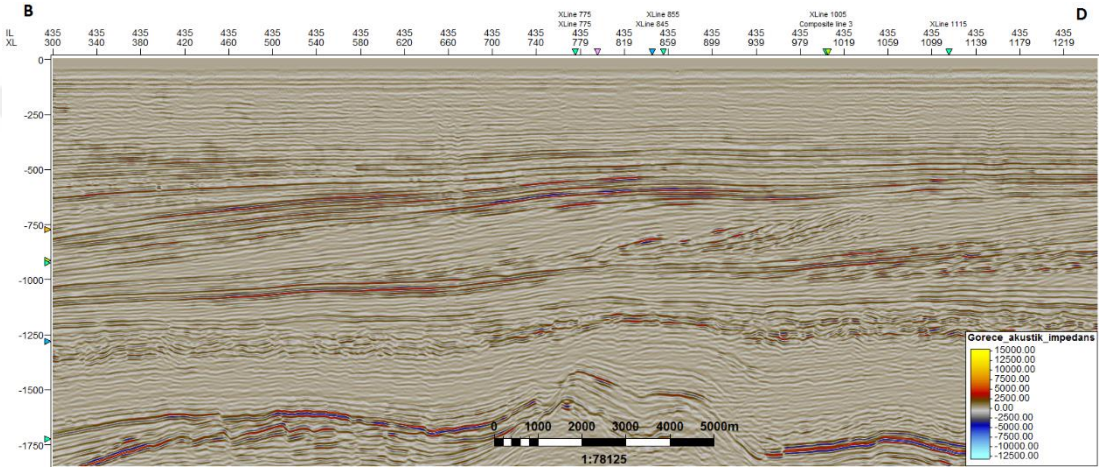
Akustik empedans logu Empedans=Hız x Yoğunluk formülü ile kuyularda bulunan RHOB (yoğunluk) logu ve ΔT (Sonik-Hız) loglarının çarpımı ile hesaplanmıştır. Hesaplanan log, mevcut kuyuların altına gelmiş ve bu kuyulara ait bir log eğrisi oluşturulmuştur. Bu AI logu, global kuyu logu/nitelik (Global well log/Atttribute) olarak genetik ters çözüm işleminde girdi olarak kullanılmıştır.



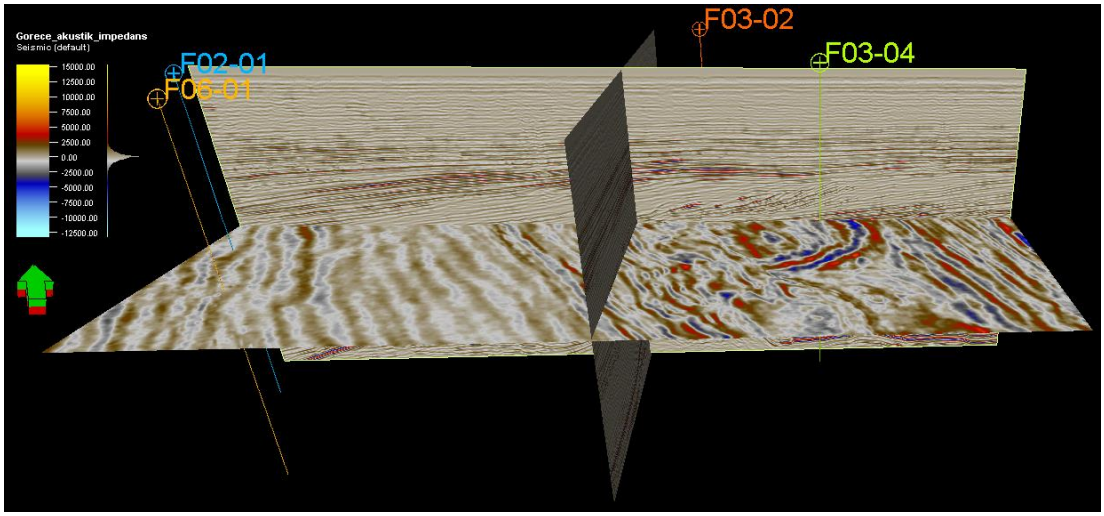
Şekil 5.1. Akustik empedans logu hesaplaması (Petrel)

5.2. Göreceli Akustik Empedans (RAI) Niteliğinin Sonuçları

Petrel yazılımı içerisindeki göreceli akustik empedans çalıştırılmış ve elde edilen sonuçlar şekil 5.2'de bir hat üzerinde, şekil 5.3'de üç boyutlu pencerede gösterilmiştir. Bu sismik nitelik düşük kesme frekansı ile orijinal sismik veride bulunan gürültüleri temizlemiş ve yapısal olarak verinin daha anlaşılır hale gelmesini sağlamıştır. Göreceli akustik empedans sismik niteliği tüm sismik veri küpüne uygulanmış ve elde edilen genlik değerlerinin -13258 ile 15445 aralığında değişmekte olduğu şekil 5.4'te görülmüştür.

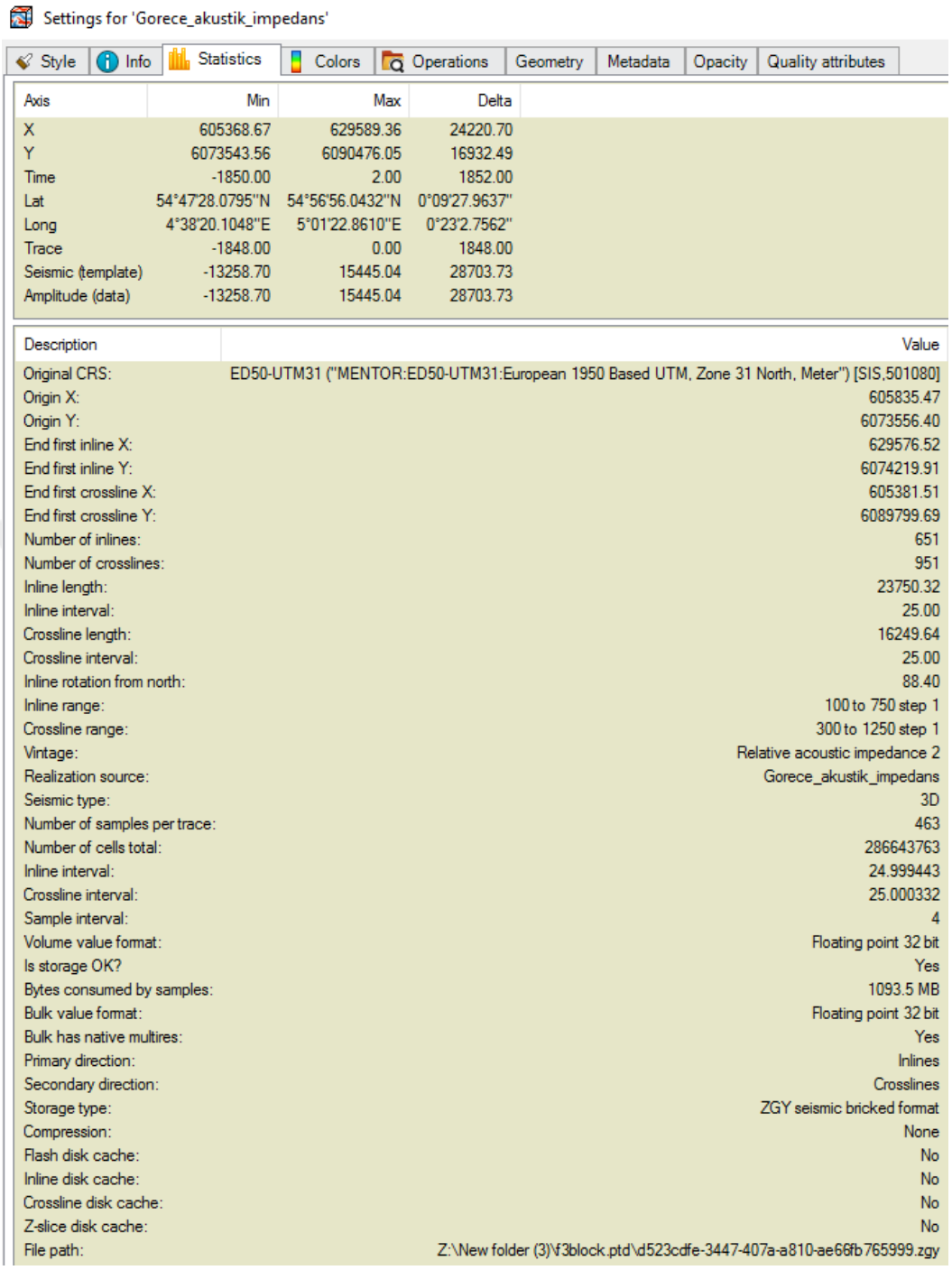


Şekil 5.2. Göreceli akustik empedans sonucu 435 numaralı sismik kesit gösterimi



Şekil 5.3. Göreceli akustik empedans sonucu üç boyutlu gösterimi

Göreceli akustik empedans sonucu elde edilen değerleri gösteren Petrel yazılım istatistik bilgisi şu şekildedir;



Settings for 'Gorece_akustik_impedans'

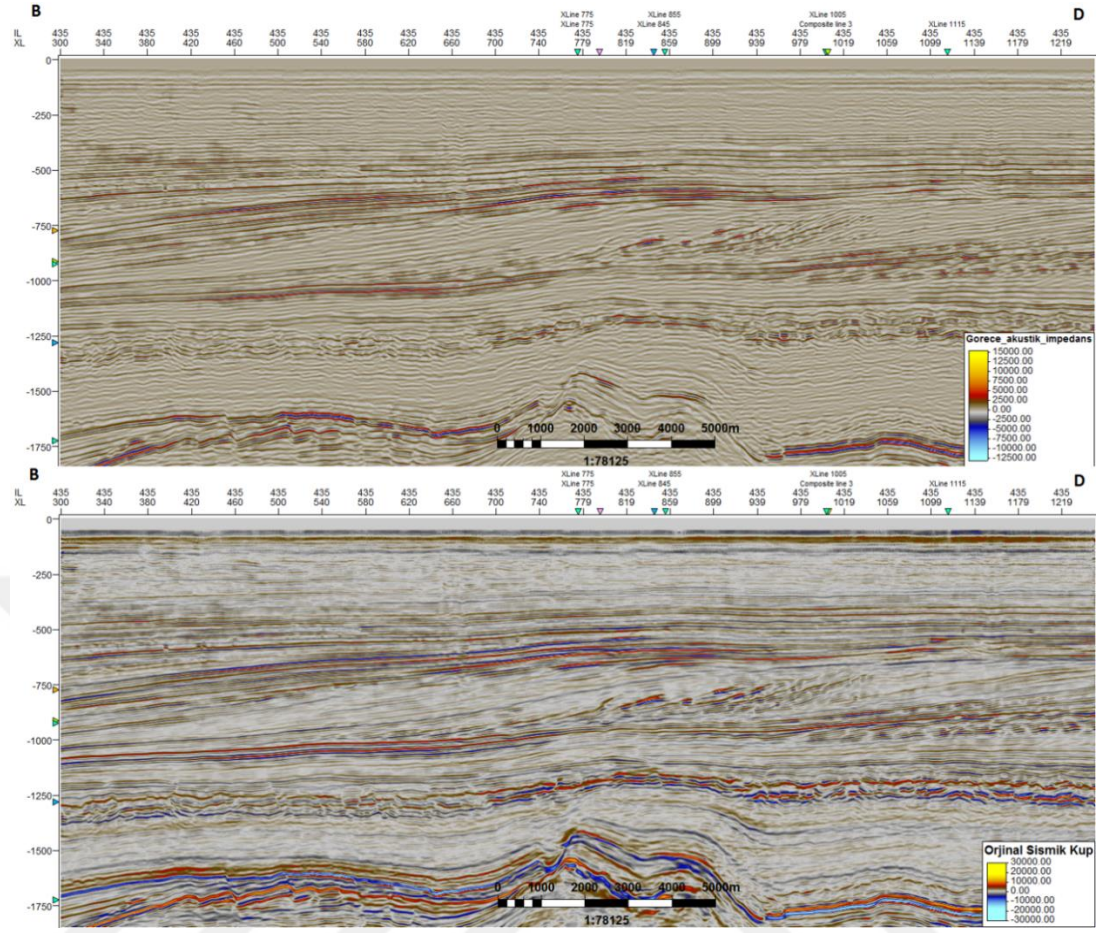
Style | Info | Statistics | Colors | Operations | Geometry | Metadata | Opacity | Quality attributes

Axis	Min	Max	Delta
X	605368.67	629589.36	24220.70
Y	6073543.56	6090476.05	16932.49
Time	-1850.00	2.00	1852.00
Lat	54°47'28.0795"N	54°56'56.0432"N	0°09'27.9637"
Long	4°38'20.1048"E	5°01'22.8610"E	0°23'2.7562"
Trace	-1848.00	0.00	1848.00
Seismic (template)	-13258.70	15445.04	28703.73
Amplitude (data)	-13258.70	15445.04	28703.73

Description	Value
Original CRS:	ED50-UTM31 ("MENTOR:ED50-UTM31:European 1950 Based UTM, Zone 31 North, Meter") [SIS,501080]
Origin X:	605835.47
Origin Y:	6073556.40
End first inline X:	629576.52
End first inline Y:	6074219.91
End first crossline X:	605381.51
End first crossline Y:	6089799.69
Number of inlines:	651
Number of crosslines:	951
Inline length:	23750.32
Inline interval:	25.00
Crossline length:	16249.64
Crossline interval:	25.00
Inline rotation from north:	88.40
Inline range:	100 to 750 step 1
Crossline range:	300 to 1250 step 1
Vintage:	Relative acoustic impedance 2
Realization source:	Gorece_akustik_impedans
Seismic type:	3D
Number of samples per trace:	463
Number of cells total:	286643763
Inline interval:	24.999443
Crossline interval:	25.000332
Sample interval:	4
Volume value format:	Floating point 32 bit
Is storage OK?	Yes
Bytes consumed by samples:	1093.5 MB
Bulk value format:	Floating point 32 bit
Bulk has native multires:	Yes
Primary direction:	Inlines
Secondary direction:	Crosslines
Storage type:	ZGY seismic bricked format
Compression:	None
Flash disk cache:	No
Inline disk cache:	No
Crossline disk cache:	No
Z-slice disk cache:	No
File path:	Z:\New folder (3)\f3block.ptd\d523cdfe-3447-407a-a810-ae66fb765999.zgy

Şekil 5.4. Göreceli akustik empedans sonucu

Göreceli akustik empedans sonucu, orijinal sismik veri ile karşılaştırılmış ve kullanılan sismik niteliğin etkileri şekil 5.5'de gösterilmiştir. Diğer sismik nitelikler ve genetik ters çözüm işleminden elde edilen sonuçların hem sismik kesit hem de sismik nitelik olarak gösterimi sonraki bölümlerde sağlanmıştır.

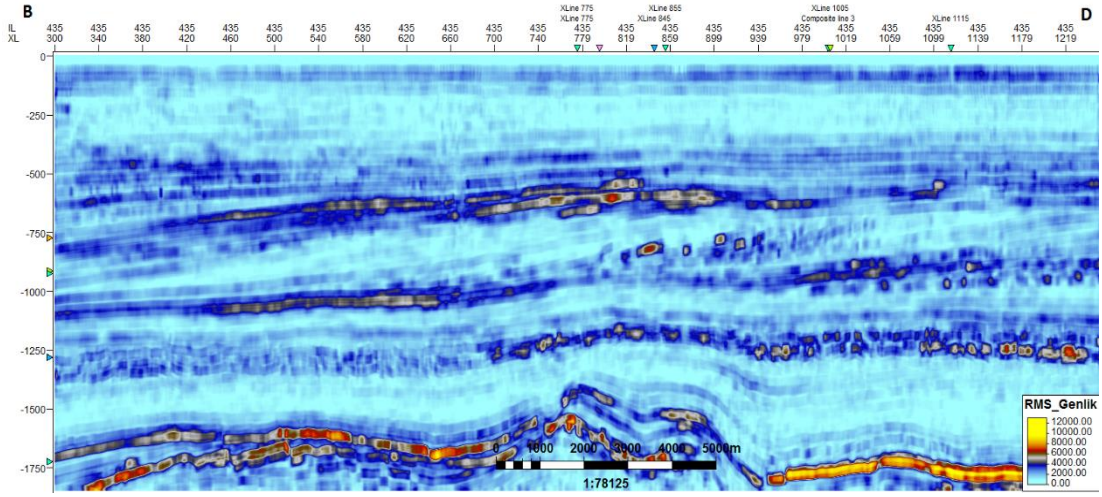


Şekil 5.5. Göreceli akustik empedans sismik niteliği ile orijinal sismik veri küpünün 435 numaralı IL kesiti ile karşılaştırılması

5.3. Ortalama Karekök Genlik (RMS) Niteliğinin Sonuçları

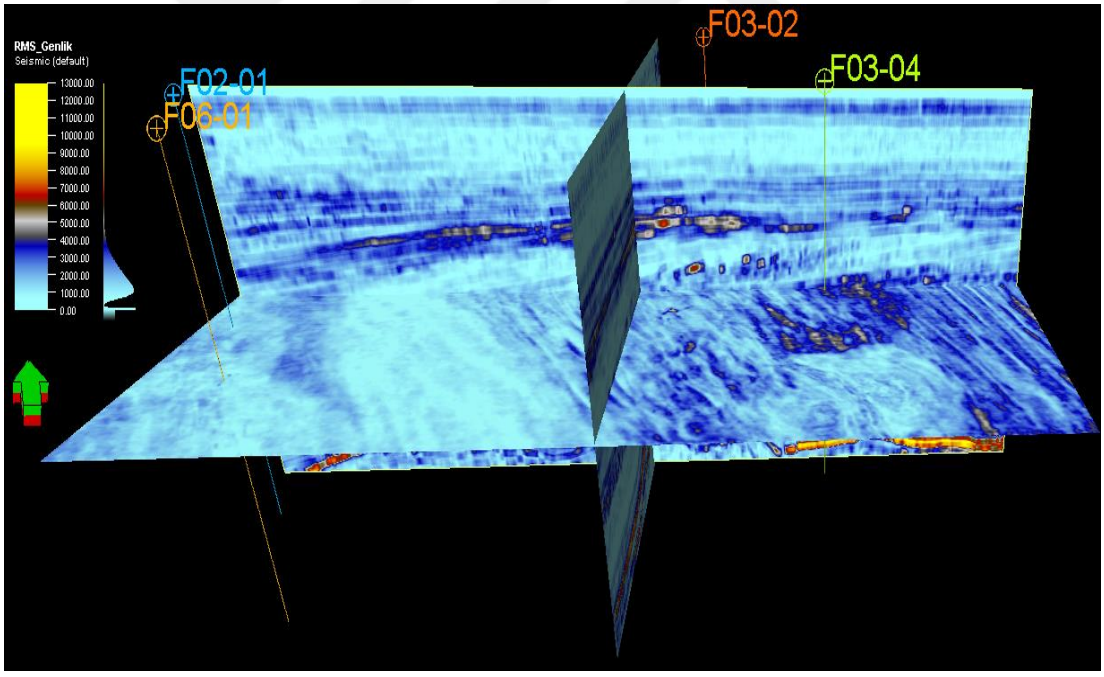
Petrel yazılımı içerisinde bulunan hacim niteliklerinden biri olan Ortalama Karekök Genlik (RMS) küpü çalıştırılması sonucunda ortaya çıkan bir sismik hat görüntüsü şekil 5.6'da gösterilmiştir.

Ortalama Karekök Genlik (RMS) ile girdi olarak kullanılan orijinal sismik veri küpü şekil 5.9'da karşılaştırılmıştır. Karşılaştırma, yüksek genlikli bölgelerin RMS genlik sismik niteliği ile daha belirgin hale geldiğini, normal sismik veri küpünde görülmeyen anomalilerin daha anlaşılır hale geldiğini göstermiştir. Bu sismik nitelik, hem petrol ve doğalgaz aramacılığı anlamında hem de jeolojik yorum anlamında yorumcuya katkı sağlamaktadır.



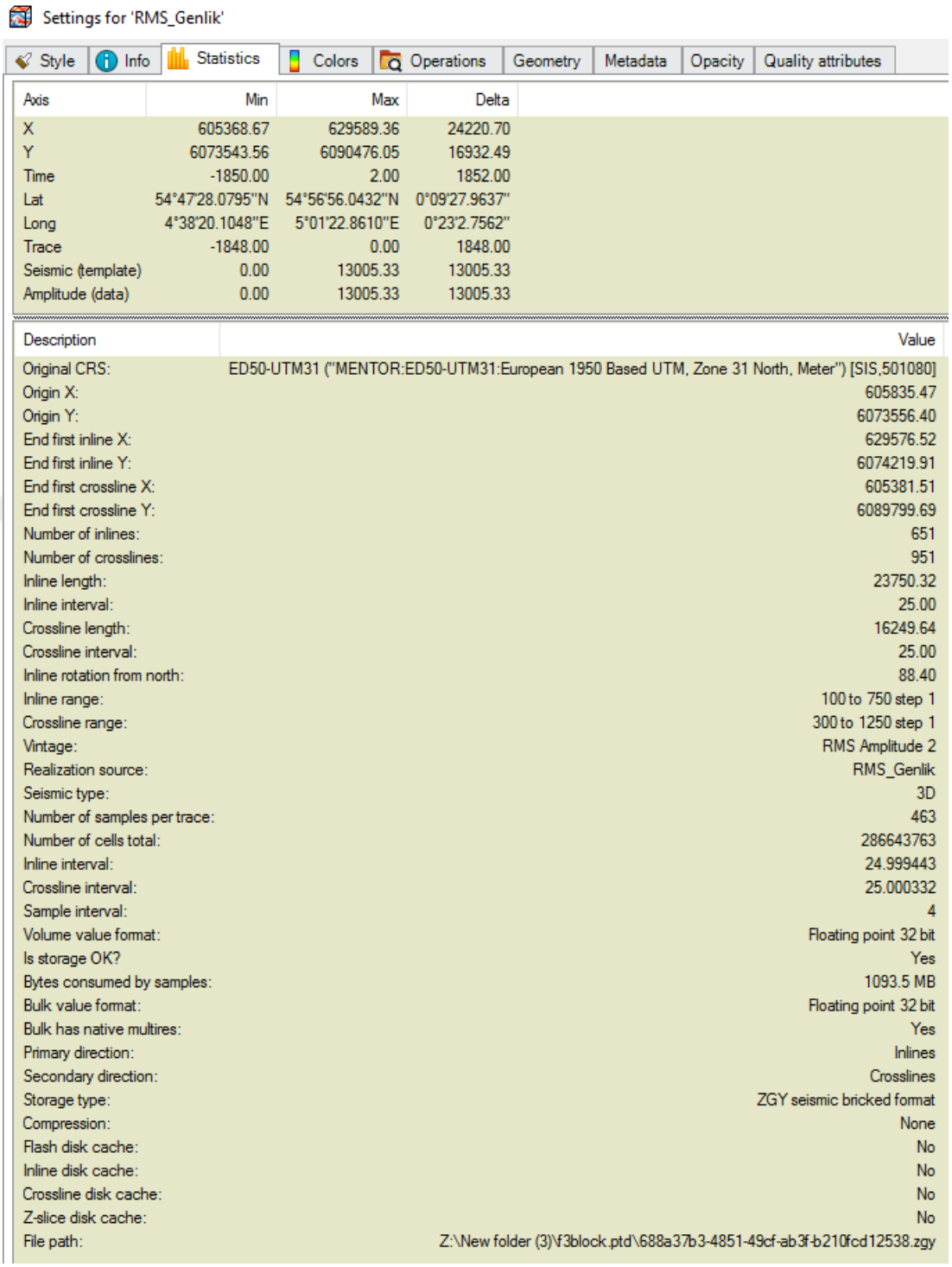
Şekil 5.6. Ortalama Karekök Genlik (RMS) sonucunun IL 435 numaralı sismik kesit üzerinde gösterimi

Ortalama Karekök Genlik (RMS) sismik niteliği olarak elde edilen sismik nitelik küpü üç boyutlu pencerede şekil 5.7'de gösterilmiştir.



Şekil 5.7. Ortalama Karekök Genlik (RMS) sismik niteliğinin tüm orijinal sismik küpe uygulanması sonucu elde edilen üç boyutlu görüntü

Ortalama Karekök Genlik (RMS) sismik niteliği tüm sismik veri küpüne uygulanmış ve elde edilen genlik değerleri, enine ve boyuna hat sayıları, sismik küpün kapladığı veri alanı, koordinat verisi, sismik veri tipi, hacim değeri, istatistik olarak görülmüştür (Şekil 5.8).

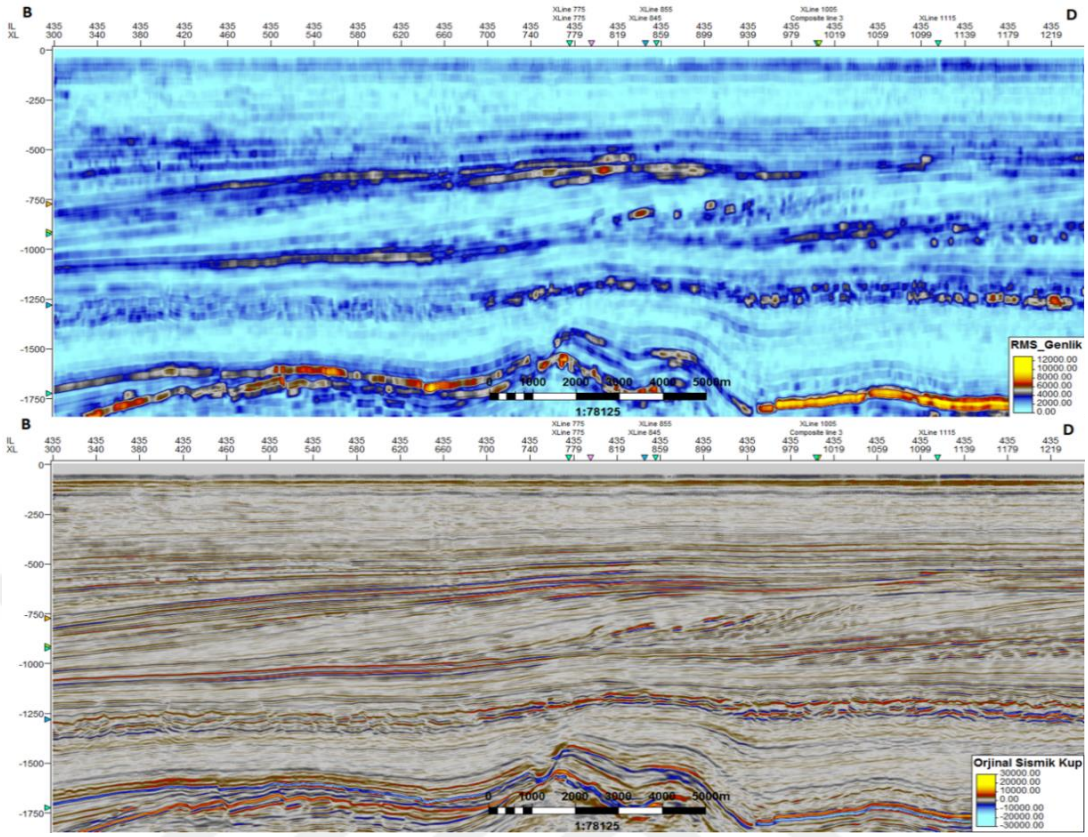


Axis	Min	Max	Delta
X	605368.67	629589.36	24220.70
Y	6073543.56	6090476.05	16932.49
Time	-1850.00	2.00	1852.00
Lat	54°47'28.0795"N	54°56'56.0432"N	0°09'27.9637"
Long	4°38'20.1048"E	5°01'22.8610"E	0°23'2.7562"
Trace	-1848.00	0.00	1848.00
Seismic (template)	0.00	13005.33	13005.33
Amplitude (data)	0.00	13005.33	13005.33

Description	Value
Original CRS:	ED50-UTM31 ("MENTOR:ED50-UTM31:European 1950 Based UTM, Zone 31 North, Meter") [SIS,501080]
Origin X:	605835.47
Origin Y:	6073556.40
End first inline X:	629576.52
End first inline Y:	6074219.91
End first crossline X:	605381.51
End first crossline Y:	6089799.69
Number of inlines:	651
Number of crosslines:	951
Inline length:	23750.32
Inline interval:	25.00
Crossline length:	16249.64
Crossline interval:	25.00
Inline rotation from north:	88.40
Inline range:	100 to 750 step 1
Crossline range:	300 to 1250 step 1
Vintage:	RMS Amplitude 2
Realization source:	RMS_Genlik
Seismic type:	3D
Number of samples per trace:	463
Number of cells total:	286643763
Inline interval:	24.999443
Crossline interval:	25.000332
Sample interval:	4
Volume value format:	Floating point 32 bit
Is storage OK?	Yes
Bytes consumed by samples:	1093.5 MB
Bulk value format:	Floating point 32 bit
Bulk has native multires:	Yes
Primary direction:	Inlines
Secondary direction:	Crosslines
Storage type:	ZGY seismic bricked format
Compression:	None
Flash disk cache:	No
Inline disk cache:	No
Crossline disk cache:	No
Z-slice disk cache:	No
File path:	Z:\New folder (3)\f3block.ptd\688a37b3-4851-49cf-ab3f-b210fcd12538.zgy

Şekil 5.8. Ortalama Karekök Genlik (RMS) sonucu

Ortalama Karekök Genlik (RMS) sismik niteliği tüm sismik veri küpüne 650 enine ve 950 boyuna sismik hat boyunca uygulanmış ve elde edilen genlik değerlerinin 0 ile 13005 aralığında değişmekte olduğu görülmüştür. İz başına düşen örnek sayısı 463 olarak elde edilmiştir.



Şekil 5.9. RMS ile girdi olarak kullanılan orijinal sismik veri küpü karşılaştırılması

5.4. Genetik Ters Çözümün (GI) Girdi ve Sonuçları

Petrel yazılımı içerisinde bulunan hacim niteliklerinden genetik ters çözüm (Genetic Inversion) uygulaması esnasında kullanıcı tarafından seçilmesi gereken parametreler üç grupta toplanmaktadır (Şekil 5.10).

Öğrenme Girdisi;

Öğrenme girdisi, sismik küp, mevcut kuyu verisi ve kuyu logu verisinin girildiği alandır.

a) Sismik Küp (Seismic Cube): Eğim yönlü median filtre uygulanarak gürültüden arındırılmış sismik veri (zaman ortamı) küpü yüzeyden -1848 ms'ye kadar olan kısmı ile girdi olarak seçilmiştir.
b) Kuyu Dosyası (Well Folder): Kuyu dosyası alanına, çalışma alanı içerisinde bulunan F02-1, F03-2, F03-4 ve F06-1 kuyularını içeren kuyu dosyası girilmiştir.

c) Global kuyu logu/Nitelik (Global well log/Atttribute): Global kuyu logu girdi alanına, daha önceden (-408 ms) - (-1136 ms) aralığında hedef bölgede hız ile yoğunluğun çarpımı ile hesaplanmış empedans logu girilmiştir.
d) Kalite kontrol kuyu dosyası (QC well folder): Çalışma alanında bulunan dört kuyudan biri olan F02-1 kuyusu kalite kontrol amacıyla öğrenme sürecinde sinir ağı tarafından belirlenen ilişkinin hesaplanan ve gözlenen arasındaki çapraz geçerliliğinin kontrolünde kullanılmak üzere kör kuyu olarak seçilmiştir.

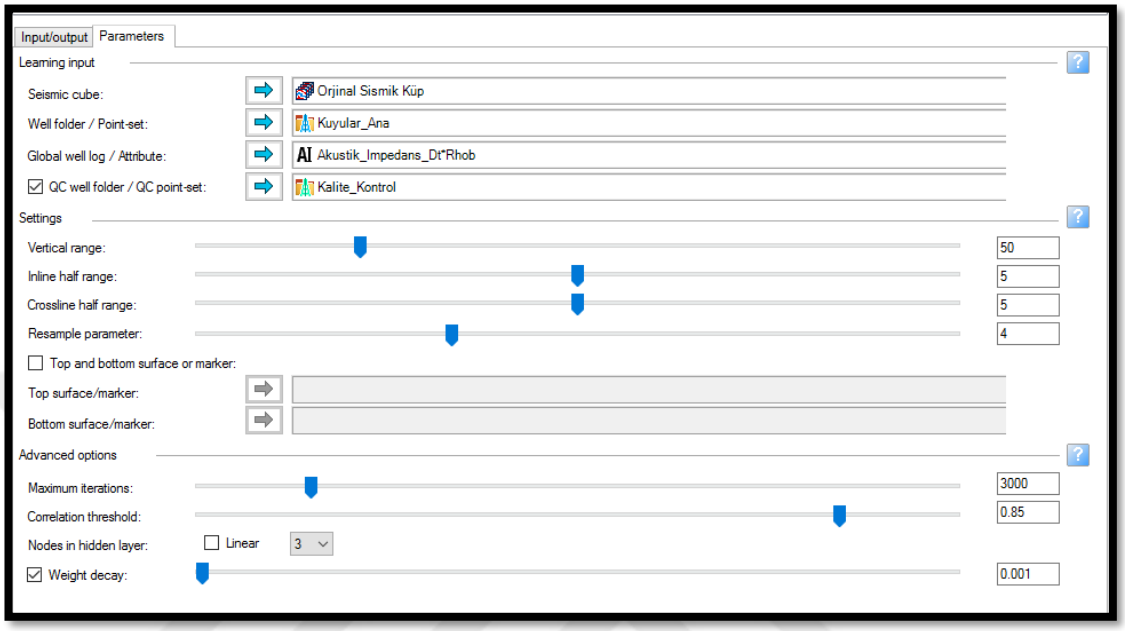
Ayarlar;

a) Düşey aralık (Vertical Range): Sismik çözünürlüğe bağlı olarak 0-200 birim arasında değişen düşey aralık bu çalışmada 50 olarak seçilmiştir.
b) Boyuna hat yarı-aralığı (Inline half-range): boyuna hat yönüne bağlı olarak yanal yapı sürekliliği ile (0-10) aralığında değişen bu parametre 5 olarak seçilmiştir.
c) Enine hat yarı-aralığı (Crossline half-range): (0-10) arasında değişen bu parametre, çalışma alanı için 5 olarak seçilmiştir.
d) Yeniden örnekleme (Resample parameter): Sismik verinin çözünürlüğü ve örnekleme aralığına bağlı olarak değişen bu parametre (0-10) arasında değişmektedir. Bu parametre, kuyu örneği civarında bulunan sismiğin örnekleme aralığını, öğrenme işlemi için girdi vektörü yaratılması amacıyla seçilmektedir. Bu parametre 4 olarak seçilmiştir.

İleri Düzey Seçenekler;

a) Maksimum yineleme (Maximum Iterations): İleri seviye seçenekler, "(100-20000) aralığında değişen maksimum yineleme sayısı" ve istenen "(0,01-1) aralığında değişen korelasyon eşiği" tanımına izin verir. Bu parametrelerden birine ulaşıldığında ters çözüm işlemi durur. Maksimum yineleme 5000 ve korelasyon eşiği 0,8 olarak seçilmiştir.
b) Gizli tabaka içi bağ noktaları (Nodes in hidden layer): Ters çözüm operatörünün hesaplanmasında kullanılan, gizli tabaka içerisindeki hücre sayısını temsil etmektedir. (0-10) aralığında seçim opsiyonu sunulmakla birlikte yüksek sayı seçimi işlem süresini artırmaktadır. Bu çalışmada varsayılan değer olan 3 seçilmiştir.

c) Ağırlık azalım (Weight decay): Bu parametre öğrenme aşamasıyla işlem sırasındaki uyuşma oranını kontrol eder. (0-0,5) aralığında olan bu değer varsayılan olarak 0,001 olarak seçilmiştir.



Şekil 5.10. Genetik ters çözüm için seçilen parametre ekran gösterimi

İlk olarak genetik ters çözüm için alan içerisindeki tüm kuyular öğrenme evresine katılarak parametreler seçilmiştir. Bu şekilde algoritmanın herhangi bir kalite kontrol ya da kör kuyu seçeneği olmadan nasıl bir çıktı vereceği ve korelasyonun ne derece yüksek olacağı test edilmiştir. Seçilen parametreler şekil 5.11'de gösterilmektedir.

Bu genetik ters çözüm işlemi sonrasında tüm kuyulara ve genele ait korelasyon değerleri şu şekildedir;

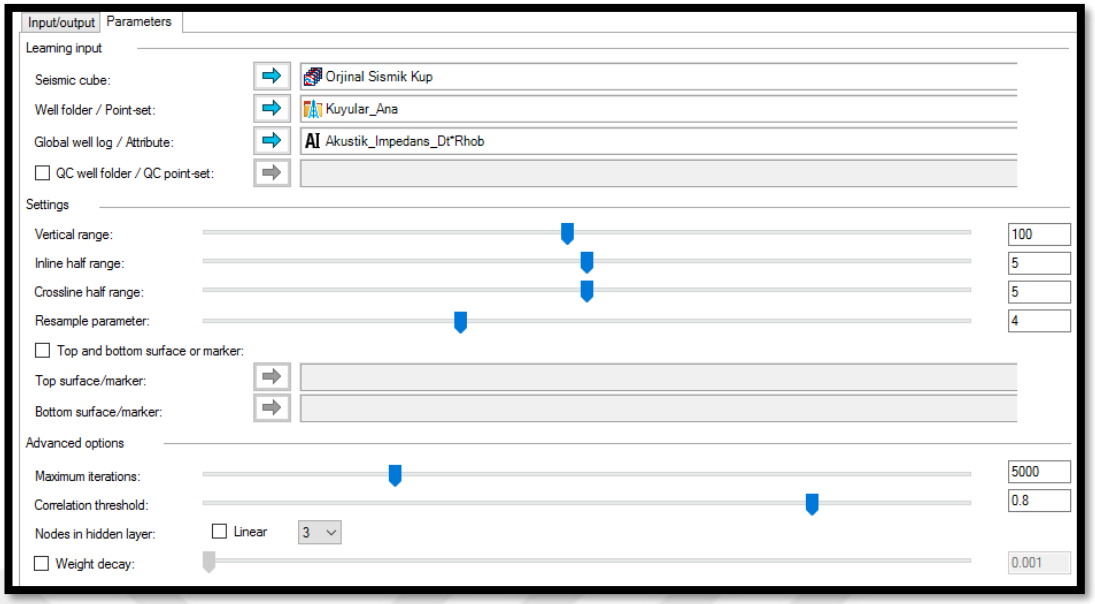
Korelasyon = 0,70

Beklenir log: F03-2 (Korelasyon = 0,82 Örnek = 429)

Beklenir log: F02-1 (Korelasyon = 0,54 Örnek = 389)

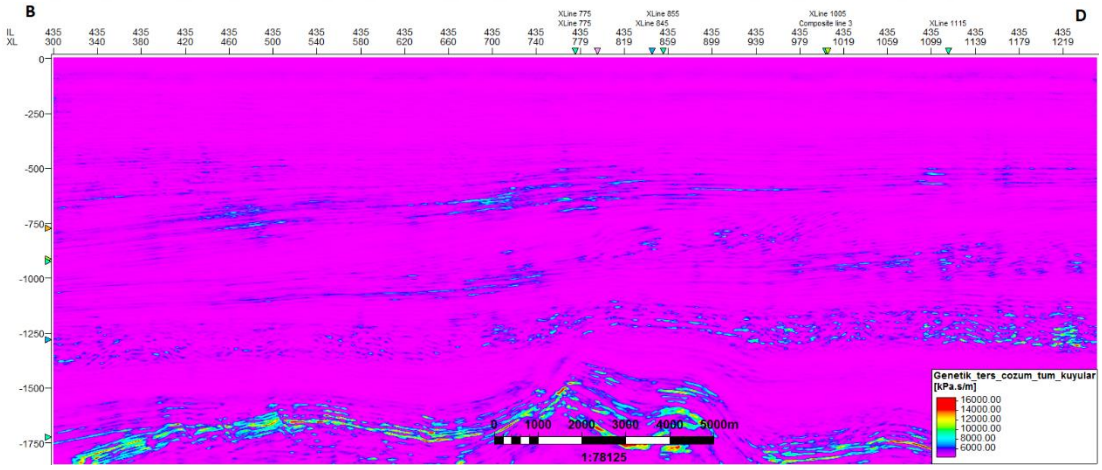
Beklenir log: F06-1 (Korelasyon = 0,50 Örnek = 366)

Beklenir log: F03-4 (Korelasyon = 0,14 Örnek = 417)



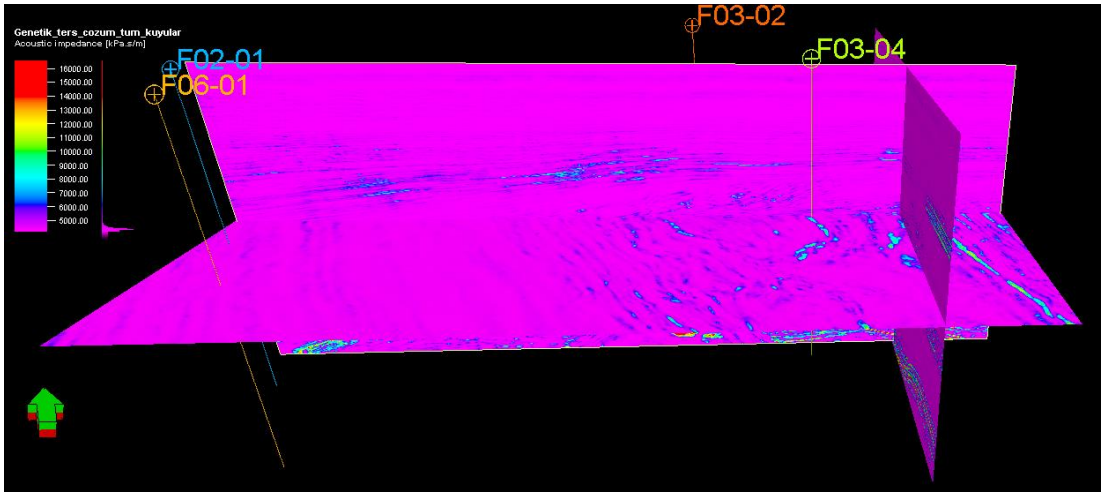
Şekil 5.11. Genetik ters çözüm için alan içerisindeki tüm kuyuların öğrenme evresine katıldığında seçilen parametreler

Sonuçlara göre genel korelasyon %70'in üzerinde ve kuyu bazlı korelasyon ise F03-4 kuyusu hariç diğer kuyularda %50'nin üzerindedir. Elde edilen genetik ters çözüm sismik nitelik küpünün 435 numaralı IL gösteren kesiti şu şekildedir;

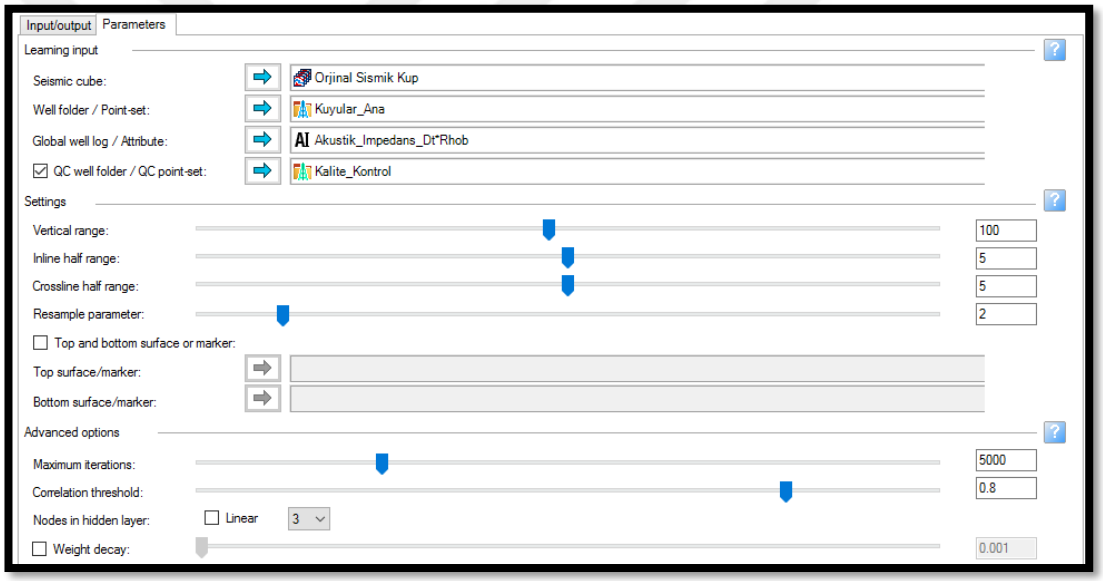


Şekil 5.12. Tüm kuyuların seçildiği genetik ters çözüm sismik nitelik küpünün 435 numaralı IL gösteren kesiti

Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı bu genetik ters çözüm işleminin sonucunda 3 boyutlu küp elde edilmiştir (Şekil 5.13). Sonrasında F02-1 kuyusu kalite kontrol kuyu dosyası altına konularak parametreler seçilmiş (Şekil 5.14) ve diğer üç kuyunun öğrenme sürecine dahil olması ve dördüncü kuyunun kalite kontrol amacıyla kullanılması sağlanmıştır.



Şekil 5.13. Tüm kuyuların seçildiği genetik ters çözüm sismik nitelik küpünün üç boyutlu pencerede tüm yönlerden gösterimi



Şekil 5.14. Genetik ters çözüm için alan içerisindeki F02-1 kuyusunun öğrenme evresine katılmadığı ve kontrol kuyusu olarak seçildiğindeki parametreler

Bu kontrol kuyusu kullanılarak gerçekleştirilen genetik ters çözüm işlemi sonrasında tüm kuyulara ve genele ait korelasyon değerleri şu şekildedir;

Korelasyon = 0,80

Beklenir log: F03-2 (Korelasyon = 0,85 Örnek = 429)

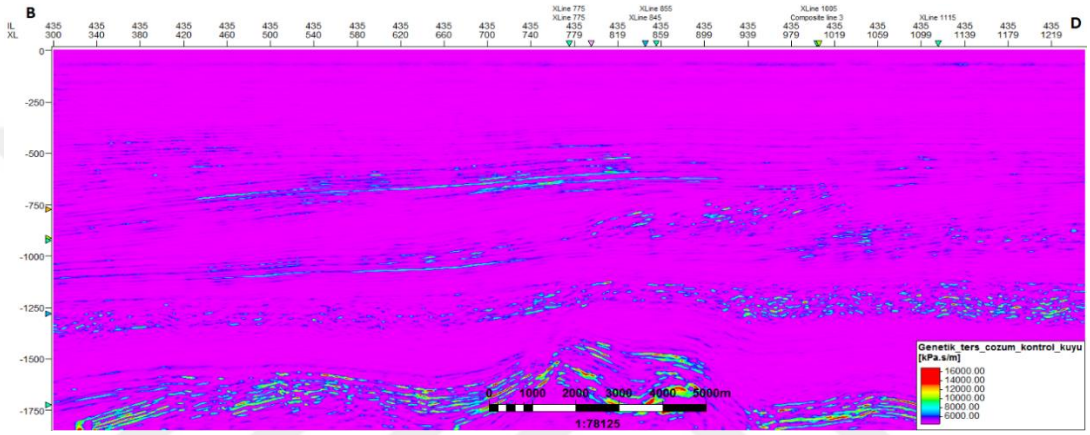
Beklenir log: F06-1 (Korelasyon = 0,50 Örnek = 366)

Beklenir log: F03-4 (Korelasyon = 0,22 Örnek = 417)

Kalite Kontrol Kuyuları:

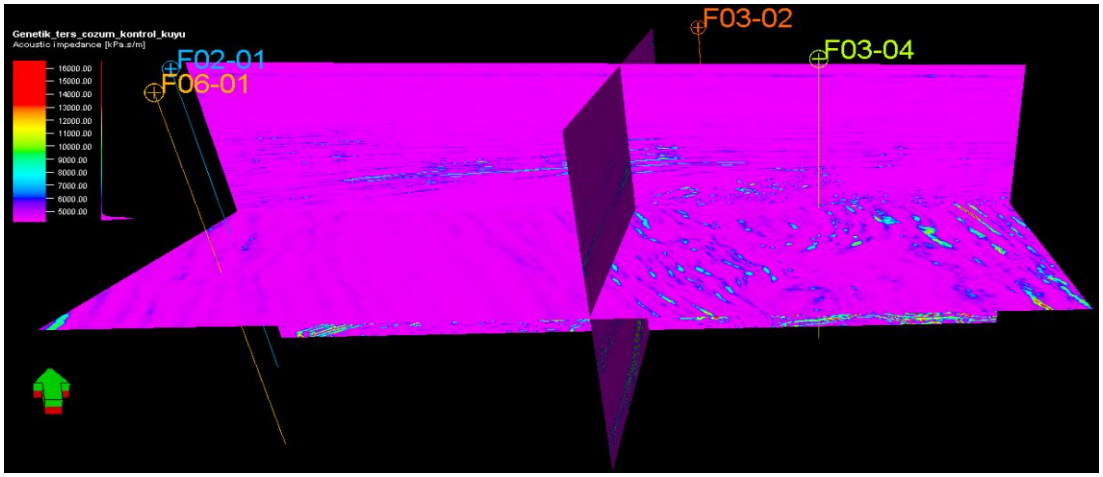
Beklenir log: F02-1 (Korelasyon = 0,27 Örnek = 389)

Sonuçlara göre genel korelasyon %80'in üzerinde ve kuyu bazlı korelasyon ise F03-4 kuyusu hariç diğer kuyularda %50'nin üzerindedir. Kontrol kuyusu olarak öğrenme sürecine dahil edilmeyen F02-1 kuyusunda korelasyon %20'nin üzerindedir. Elde edilen genetik ters çözüm sismik nitelik küpünün 435 numaralı IL kesiti şekil 5.15'de gösterilmiştir.



Şekil 5.15. F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak seçildiği genetik ters çözüm sismik nitelik küpünün 435 numaralı IL gösteren kesiti

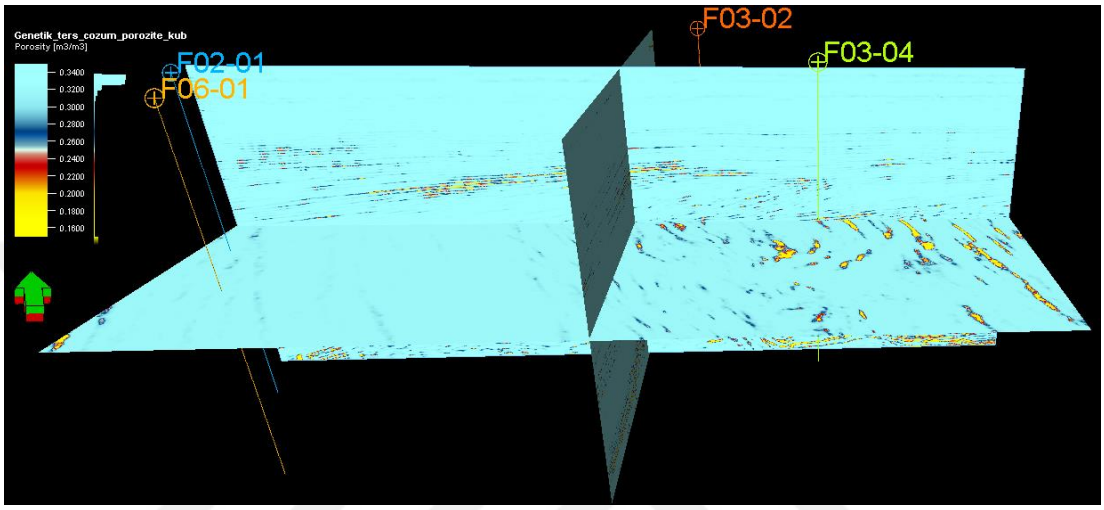
Bu kontrol kuyusu kullanılarak gerçekleştirilen genetik ters çözüm işlemi sonrasında elde edilen sonuçlar üç boyutlu pencerede hem derinlik hem de hat boyunca şekil 5.16'da gösterilmiştir.



Şekil 5.16. F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak seçildiği genetik ters çözüm sismik nitelik küpünün üç boyutlu pencerede tüm yönlerden gösterimi

5.5. Genetik Ters Çözümden Kestirilen Porozite Küpü

Genetik ters çözüm, üç boyutlu sismiğe uygulanacağı gibi sismik veri ile bağlantılı olan bir niteliğe de uygulanabilir. Mevcut kuyulardan elde edilen etkili porozite logları kullanılarak veri, öğrenme aşamasına tabi tutulur ve ardından sonuç olarak porozite küpü elde edilir (Şekil5.17) .



Şekil 5.17. Genetik ters çözüm porozite sismik nitelik küpünün üç boyutlu pencerede gösterimi

Genetik ters çözüm yöntemi ile elde edilen porozite küpüne ait korelasyon değerleri şu şekildedir;

Korelasyon = 0,50

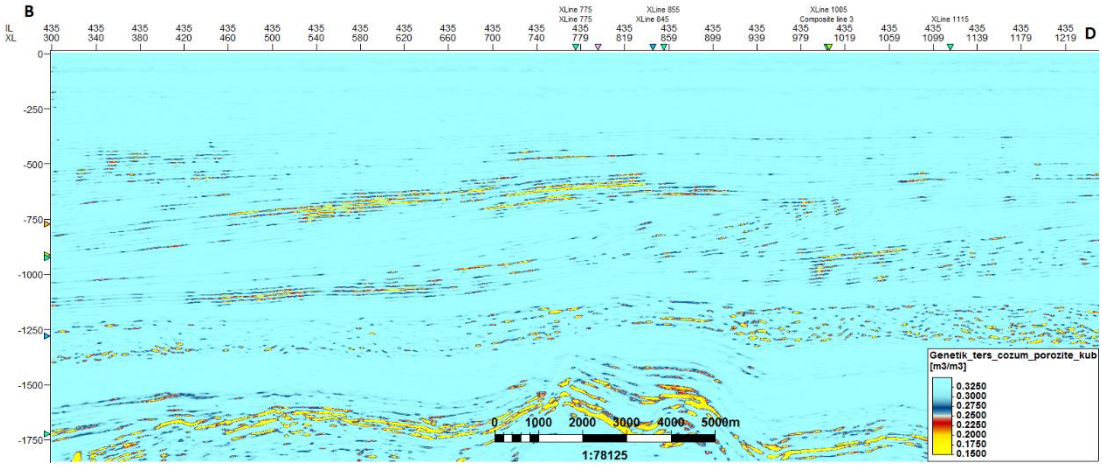
Beklenir log: F03-2 (Korelasyon = 0,65 Örnek = 417)

Beklenir log: F06-1 (Korelasyon = 0,49 Örnek = 360)

Beklenir log: F03-4 (Korelasyon = 0,23 Örnek = 411)

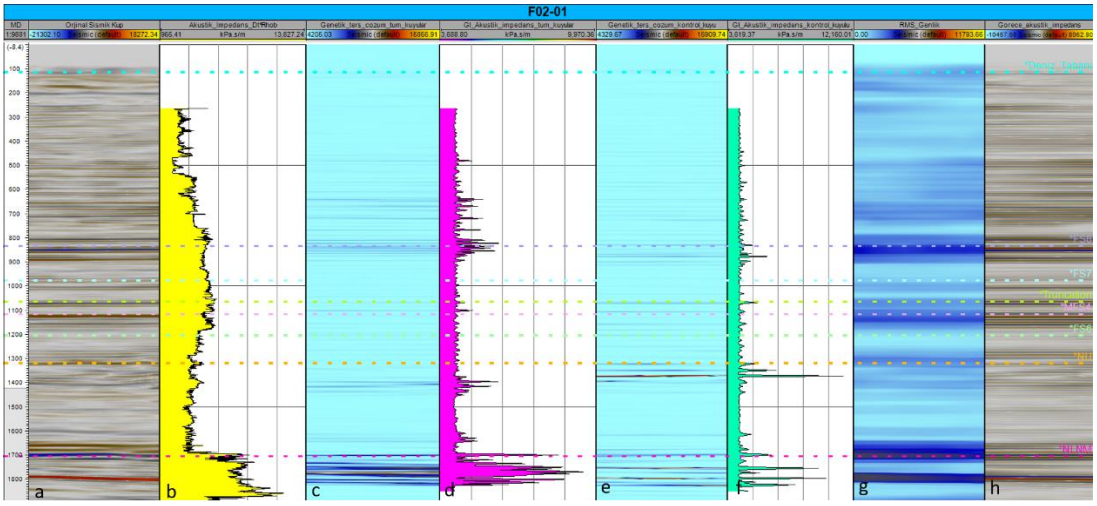
Beklenir log: F02-1 (Korelasyon = 0,13 Örnek = 174)

Genetik ters çözüm sonuçlarına göre genel korelasyon %50'nin üzerindedir. Sonuçlara göre kuyu bazlı korelasyon ise F03-4 ve F02-1 kuyuları hariç diğer F06-1 ve F03-2 kuyularında %40'ın üzerindedir. Girdi olarak porozite logunun kullanılması ile elde edilen genetik ters çözüm porozite sismik nitelik küpünün 435 numaralı IL gösteren kesiti şekil 5.18'de gösterilmiştir.

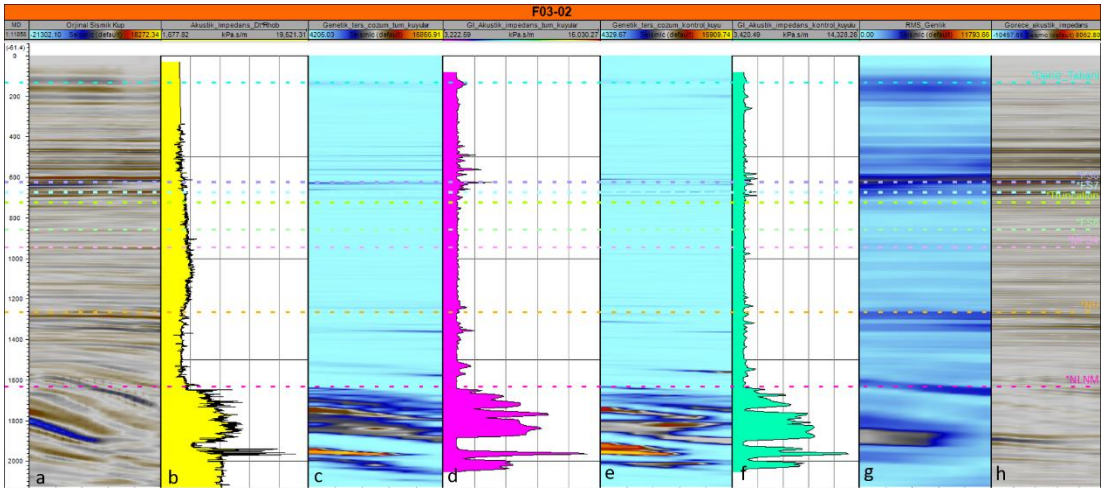


Şekil 5.18. Genetik ters çözüm porozite sismik nitelik küpünün 435 numaralı IL gösteren kesiti

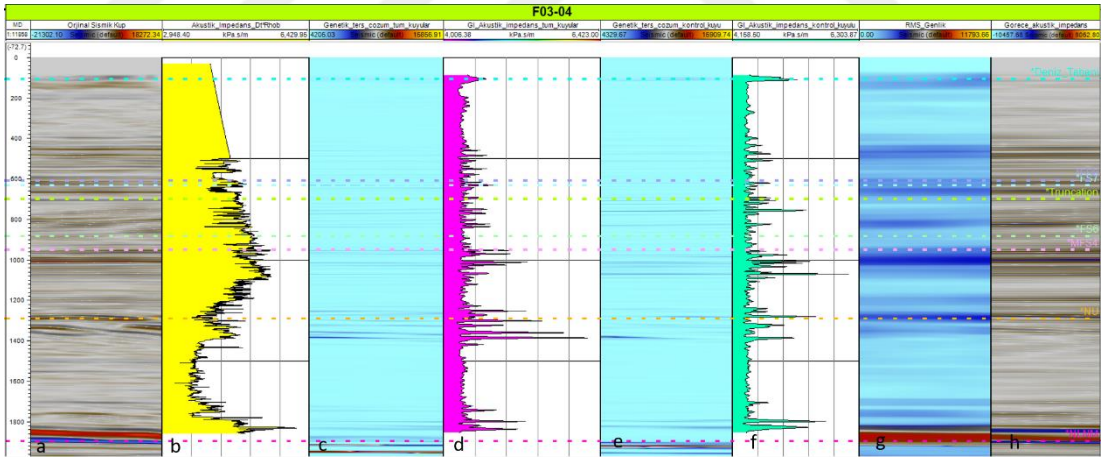
GI yöntemi kullanılarak elde edilen porozite logu ile girdi olarak kullanılan porozite logu, hesaplanan akustik empedans logu ile tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı GI sonrası elde edilen akustik empedans logu, başlangıçta hesaplanan akustik empedans logu ile F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak kullanıldığı GI sonrası elde edilen akustik empedans logu, orijinal girdi sismik verisi, ortalama karekök genlik sismik niteliği, göreceli akustik empedans sismik niteliği her bir kuyu için karşılaştırılmıştır.



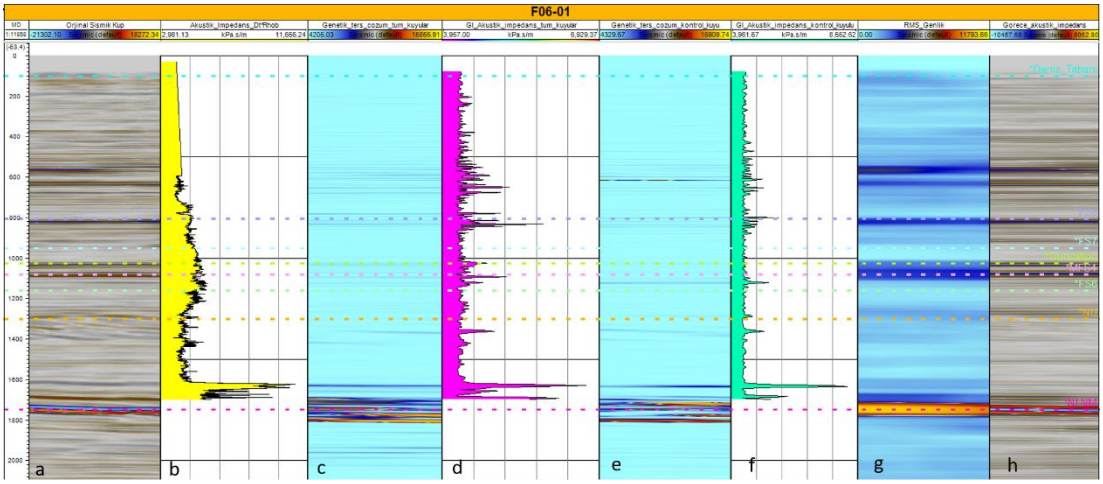
Şekil 5.19. F02-1 kuyusuna ait sonuçların ve formasyon girişlerinin (kısa çizgiler) gösterimi a) Orijinal sismik küpten alınan kuyu konumuna ait kesit, b) Girdi olarak kullanılan ve yoğunluk ile hız logunun çarpılması ile elde edilen akustik empedans logu, c) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucu, d) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, e) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucu, f) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, g) Ortalama karekök genlik (RMS) sismik nitelik gösterimi, h) Görece akustik empedans sismik nitelik sonucu



Şekil 5.20. F03-2 kuyusuna ait sonuçların ve formasyon girişlerinin (kısa çizgiler) gösterimi a) Orijinal sismik küpten alınan kuyu konumuna ait kesit, b) Girdi olarak kullanılan ve yoğunluk ile hız logunun çarpılması ile elde edilen akustik empedans logu, c) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucu, d) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, e) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucu, f) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, g) Ortalama karekök genlik (RMS) sismik nitelik gösterimi, h) Görece akustik empedans sismik nitelik sonucu



Şekil 5.21. F03-4 kuyusuna ait sonuçların ve formasyon girişlerinin (kısa çizgiler) gösterimi a) Orijinal sismik küpten alınan kuyu konumuna ait kesit, b) Girdi olarak kullanılan ve yoğunluk ile hız logunun çarpılması ile elde edilen akustik empedans logu, c) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucu, d) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, e) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucu, f) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, g) Ortalama karekök genlik (RMS) sismik nitelik gösterimi, h) Görece akustik empedans sismik nitelik sonucu

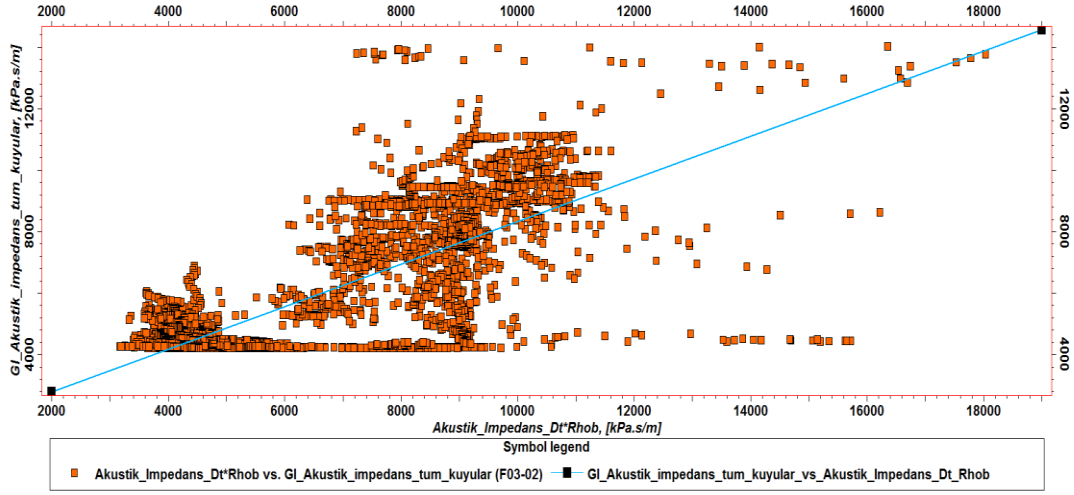


Şekil 5.22. F06-1 kuyusuna ait sonuçların ve formasyon girişlerinin (kısa çizgiler) gösterimi a) Orijinal sismik küpten alınan kuyu konumuna ait kesit, b) Girdi olarak kullanılan ve yoğunluk ile hız logunun çarpılması ile elde edilen akustik empedans logu, c) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucu, d) Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, e) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucu, f) Kontrol kuyusu ile alınan genetik ters çözüm sonucuna ait akustik empedans logu, g) Ortalama karekök genlik (RMS) sismik nitelik gösterimi, h) Görece akustik empedans sismik nitelik sonucu

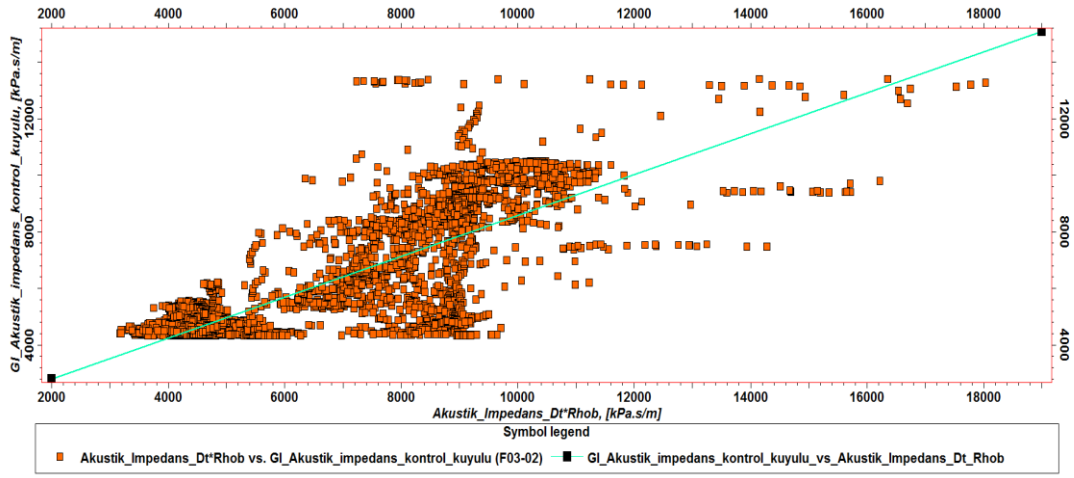
Tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm sonucu ile başlangıçta hesaplanan akustik empedans logu, F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak kullanıldığı genetik ters çözüm işlemi sonucu ile başlangıçta hesaplanan akustik empedans logu, genetik ters çözüm işlemi ile hesaplanan porozite logu ile başlangıçta kuyularda bulunan porozite değerlerinin kuyu bazlı olarak korelasyon katsayısı hesaplanmıştır. Genetik ters çözüm ve diğer sismik nitelikler için seçilen parametreler hem kontrol kuyusunun girdi olarak kullanıldığı hem de kontrol kuyusunun girdi olarak kullanılmadığı durumda aynı tutulmuştur.

F03-2 kuyusuna ait, tüm kuyuların kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 0.81 (%81) olarak hesaplanmıştır. Korelasyona ait görsel şekil 5.23'de gösterilmiştir.

F03-2 kuyusuna ait, F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 0,84 (%84) olarak hesaplanmıştır. Korelasyona ait görsel şekil 5.24'de gösterilmiştir.



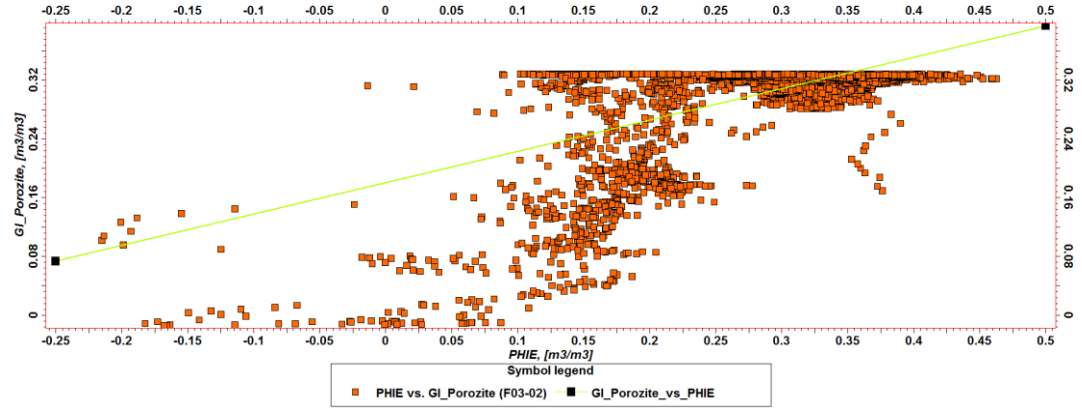
Şekil 5.23. F03-2 kuyusuna ait, tüm kuyuların kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı



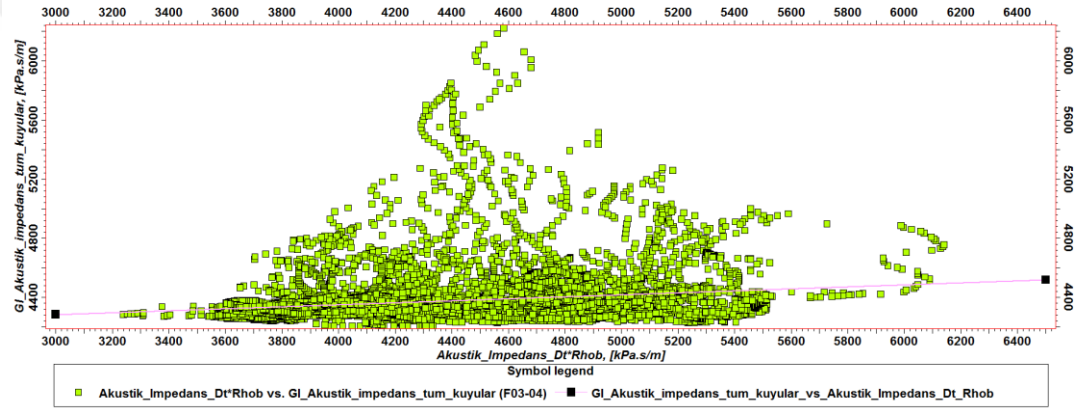
Şekil 5.24. F03-2 kuyusuna ait, F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı

F03-2 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı 0,63 (%63) olarak hesaplanmıştır. Korelasyona ait görsel şekil 5.25'de gösterilmiştir.

F03-4 kuyusuna ait, F03-4 kuyusu, F02-1 kuyusu, F06-1 kuyusu ve F03-2 kuyusunun girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 0,17 (%17) olarak hesaplanmıştır. Korelasyona ait görsel şekil 5.26'da gösterilmiştir.



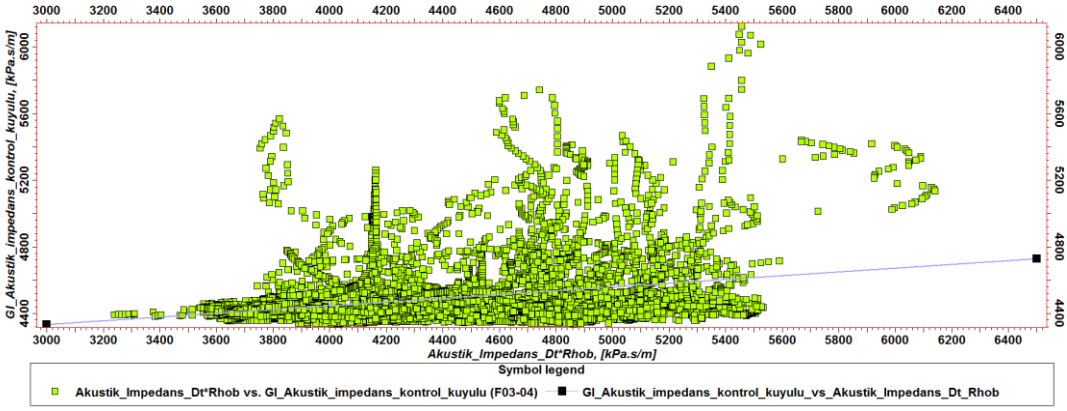
Şekil 5.25. F03-2 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı



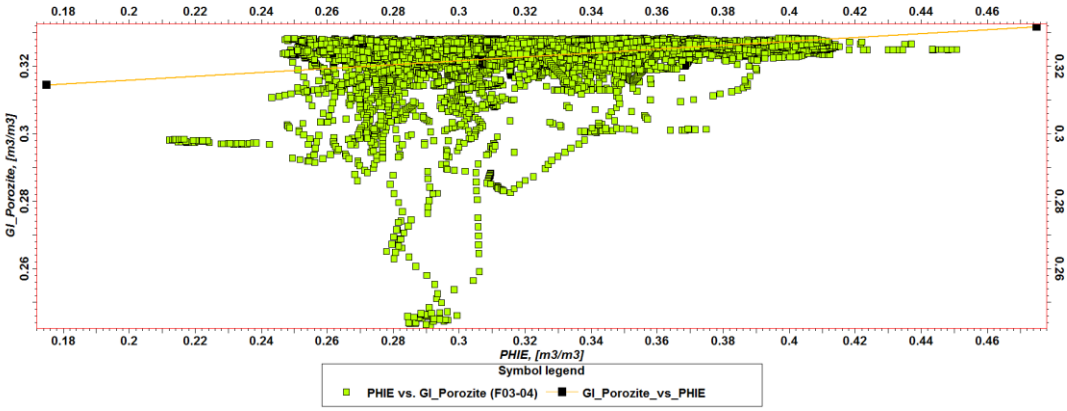
Şekil 5.26. F03-4 kuyusuna ait, tüm kuyuların kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı

F03-4 kuyusuna ait, F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 0,28 (%28) olarak hesaplanmıştır. F03-4 kuyusuna ait, F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı grafik çizimi şekil 5.27'de gösterilmiştir.

F03-4 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta yoğunluk ile sonik logun çarpımı ile hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı 0,28 (%28) olarak elde edilmiştir. F03-4 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı grafik çizimi şekil 5.28'de gösterilmiştir.



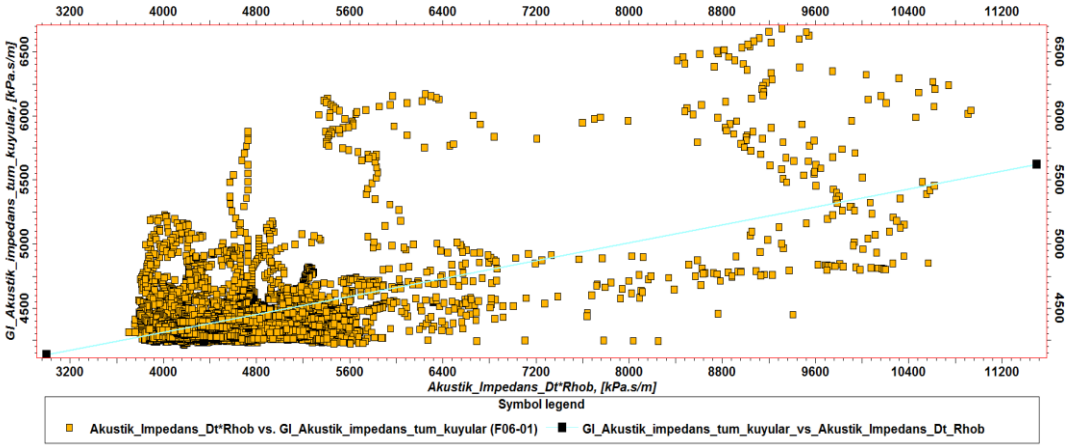
Şekil 5.27. F03-4 kuyusuna ait, F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı



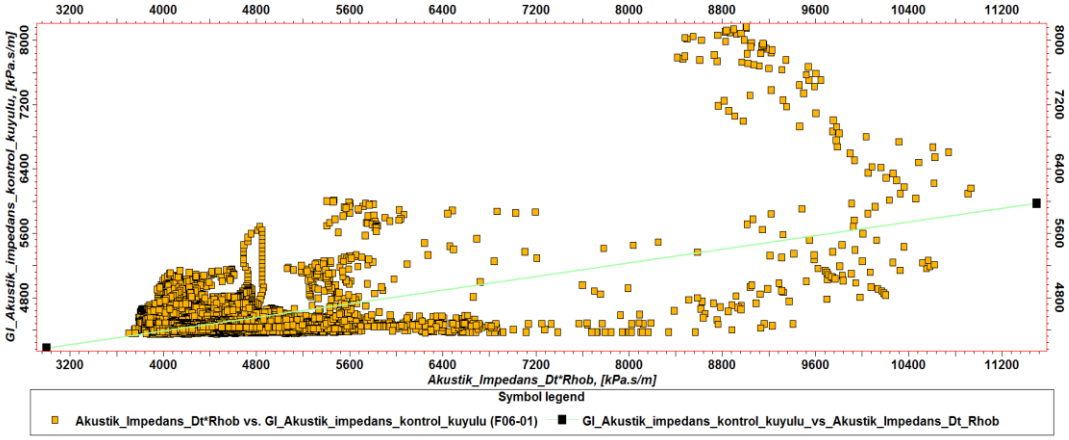
Şekil 5.28. F03-4 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı

F06-1 kuyusuna ait, tüm kuyuların kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 0,57 (%57) olarak hesaplanmıştır. F06-1 kuyusuna ait, tüm kuyuların kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı grafik çizimi şekil 5.29'da gösterilmiştir.

F06-1 kuyusuna ait, F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 0,57 (%57) olarak hesaplanmıştır. F06-1 kuyusuna ait, F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı grafik çizimi şekil 5.30'da gösterilmiştir.



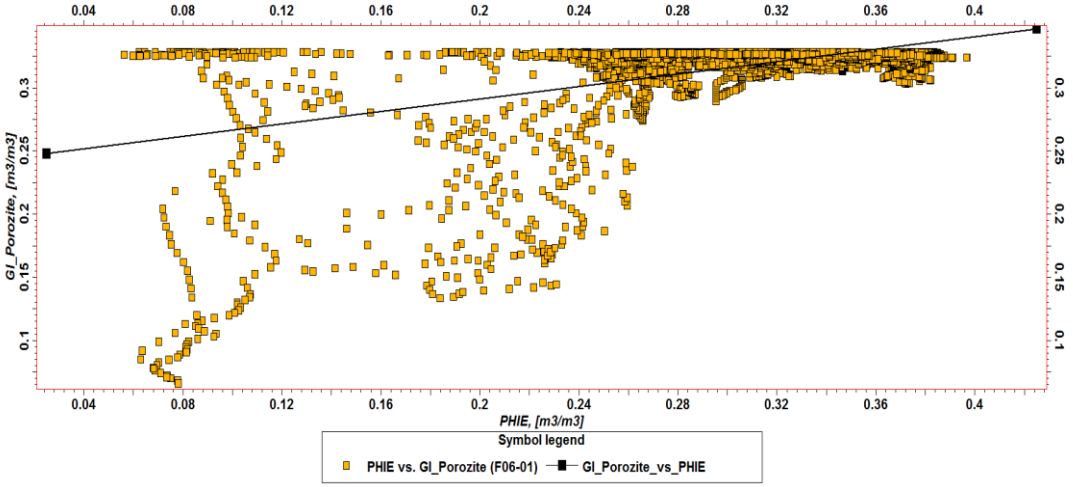
Şekil 5.29. F06-1 kuyusuna ait, tüm kuyuların kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı



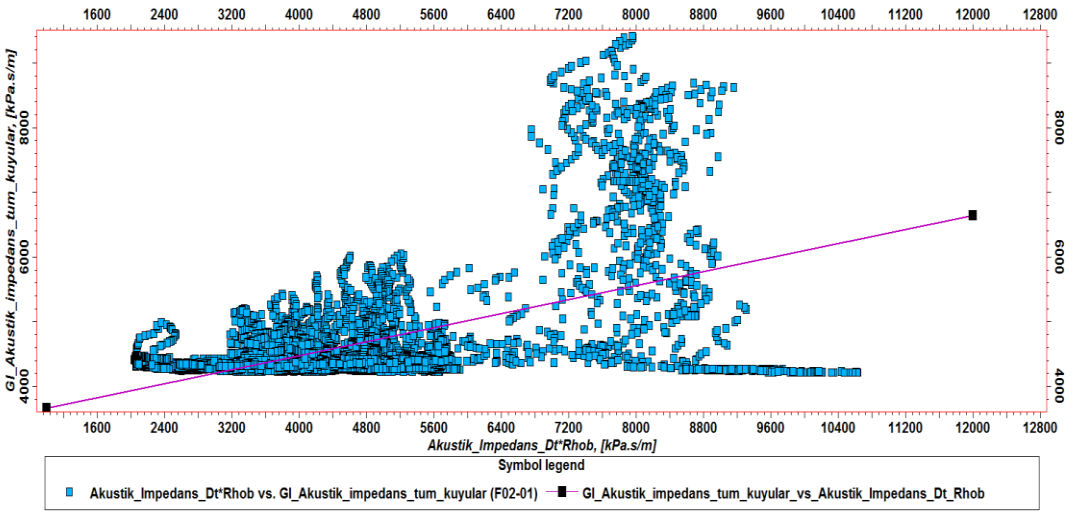
Şekil 5.30. F06-1 kuyusuna ait, F02-1 kuyusunun kontrol kuyusu olarak kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı

F06-1 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı 0,52 (%52) olarak hesaplanmıştır. F06-1 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı grafik çizimine ait görsel şekil 5.31'de gösterilmiştir.

F02-1 kuyusuna ait, çalışma alanındaki tüm kuyuların girdi olarak kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta yoğunluk ve sonik loglarından hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı 0,56 (%56) olarak hesaplanmıştır. F02-1 kuyusuna ait, tüm kuyuların kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı grafik çizimine ait görsel şekil 5.32'de gösterilmiştir.



Şekil 5.31. F03-4 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı

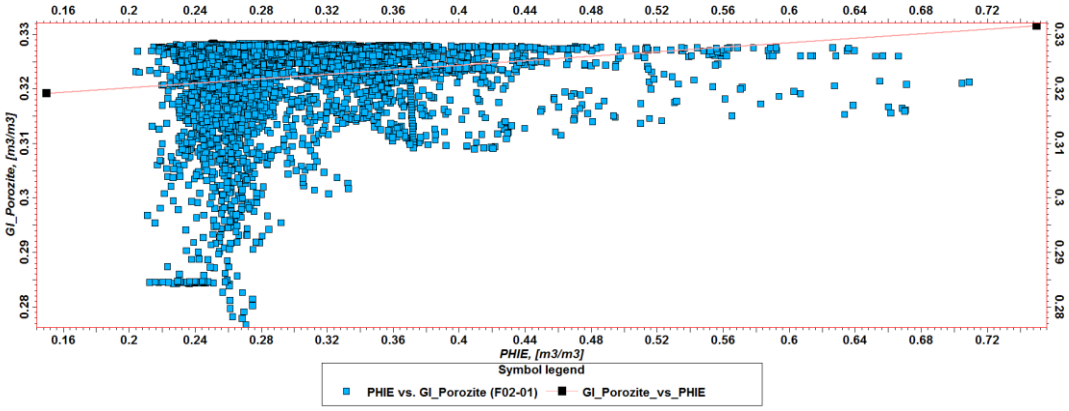


Şekil 5.32. F02-1 kuyusuna ait, tüm kuyuların kullanıldığı genetik ters çözüm akustik empedans ve başlangıçta hesaplanan akustik empedans korelasyon katsayısı

F02-1 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta yoğunluk ve sonik loğlarının çarpımından hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı 0,17 (%17) olarak hesaplanmıştır.

F02-1 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta yoğunluk ve sonik loğlarının çarpımından hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı grafik çizimine ait görsel şekil 5.33'de gösterilmiştir.

Kullanılan genetik ters çözüm niteliği ile alınan sonuçlara ilişkin değerlendirmeler bir sonraki bölümde açıklanmaya çalışılmıştır.



Şekil 5.33. F02-1 kuyusuna ait, genetik ters çözüm porozite logu ve başlangıçta hesaplanan porozite logu korelasyon katsayısı

Kullanılan genetik ters çözüm niteliği ile alınan sonuçlara karşın şu öneriler yapılabilir;

1) Kullanılan sismik verinin sinyal/gürültü oranının yüksek olabilmesi amacıyla veri gürültüden arındırılmış olmalıdır.
2) Çalışma alanında bulunan kuyulara ait log verisinin kontrol edilmesi ve özellikle yoğunluk ve hız loglarının varlığı saptanmalıdır. Yoğunluk ve hız logunun içeriği akustik empedans (AI) logunun da kalitesini ve doğruluğunu etkilemektedir.
3) Genetik ters çözüm öncesi parametreler iyi analiz edilmeli ve veri kümesinin uygunluğuna, sismik verinin çözünürlüğüne ve kuyu loglarına bağlı olarak revize edilmelidir.
4) Seçilen kontrol kuyusu ve seçilen ana kuyuların korelasyon oranları kontrol edilmeli, uyumsuzluk var ise sebepleri bulunmalıdır.
5) Çalışma alanı içerisindeki tüm kuyular ters çözüm aşamasına ana kuyu dosyası altında sokularak kuyular ve sismik veri arasındaki korelasyon oranı da görülmelidir.
6) Diğer sismik nitelikler kullanılarak çeşitli kombinasyonlar ile genlik, faz ve frekans ilişkileri ortaya çıkarılabilir. Bu ilişki kullanılarak hidrokarbon aramacılığı anlamında katkı sağlanabilir.

KAYNAKLAR

Al-Rahim A., Abdulateef A., 3D Seismic Genetic Inversion for Reservoir Characterization and Prospects Identification, *International Journal of Science and Research (IJSR)* , DOI: 10.21275/ART20177226.

Barnes, A. E., Analysis of temporal variations in average frequency and amplitude of COCORP deep seismic reflection data, *SEG Technical Program*, California, United States of America, 23-27 Eylül 1990.

Barnes, A. E., Attributes for automated seismic facies analysis, *70th Annual International Meeting, SEG*, California, United States of America, 23-27 Ocak 2000.

Brooks, J., Glennie, K. W., Petroleum geology of North West Europe, *Proceedings of the 3rd Conference on Petroleum Geology of North West Europe*, London, United Kingdom, 26-29 Ekim 1986.

Cameron T. D. J., *The geology of the southern North Sea*, Balogh Scientific Books, London, 1992.

Chopra S., Kuhn O., Seismic inversion, *Canadian Societyof Exploration Geophysicists*, 2001, **26**(1), 10–14.

Contreras A. J., Latimer R. B., Acoustic impedance as a sequence stratigraphic tool in structurally complex deepwater settings, *The Leading Edge*, 2010, **29**(7), 1072-1082.

De Jager J., Inverted basins in the Netherlands, similarities and differences, *Netherlands Journal of Geosciences / Geologie en Mijnbouw*, **82**(4), 339–349.

De Jager J., *Geology of the Netherlands*, 1st ed., Royal Netherlands Academy of Arts and Sciences, Michigan, 2007.

Doppert J. C., Ruegg G. H. J., Van Staalduinen C. J., Zagwijn W. H., Zandstra J. G., *Formaties van het Kwartair en Boven-Tertiair in Nederland*, 1st ed., Rijks Geologische Dienst, Haarlem, 1975.

Duin E. J. T., Doornenbal J. C., Rijkers R. H. B., Verbeek J. W., Wong T. E., Subsurface structure of the Netherlands-results of recent onshore and offshore mapping, *Netherlands Journal of Geosciences*, 2006, **85**(4), 245-253.

Glennie, K. W., and P. L. E. Boegner, Sole pit inversion tectonics, *Petroleum geology of the continental shelf of North-West Europe*, London, United Kingdom, 3-5 Eylül 1981.

Gutiérrez M. A., Rock physics and 3D seismic characterization of reservoir heterogeneities to improve recovery efficiency, Doktora Tezi, Stanford University, California, 2001.

Hampson D. P., Schuelke J. S., Quirein J. A., Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data, *Geophysics*, 2001, **66**(1), 220-236.

Herngreen G. F. W., Wong T. E., Revision of the Late Jurassic stratigraphy of the Dutch Central North Sea Graben, *Springer*, DOI: 10.1007/978-94-017-1064-0_5.

Herngreen G. W., Smit R., Wong T. E., Upper Jurassic-Cretaceous stratigraphy of the Vlieland Basin, and adjacent areas, the Netherlands. *DGU, Danmarks Geologiske*, 1991, (16), 17-19.

Illidge E. J., Camargo J., Pimentel C., Lithology Estimation From Seismic Inversion and Attributes, Application to the Netherlands Offshore F3 Block, *AAPG Annual Convention and Exhibition*, Alberta, Canada, 21 Haziran 2016.

Nance R. D., Gutiérrez-Alonso G., Keppie J. D., Linnemann U., Murphy J. B., Quesada C., Strachan R. A., A brief history of the Rheic Ocean, *Geoscience Frontiers*, 2012, (3)2, 125-135.

Pavlova M. A., Reid I., Geophysical inversion of 3D SEISMIC DATA in Panax's Limestone Coast Geothermal Project to determine reservoir porosity, *World Geothermal Congress*, Bali, Indonesia, 25-30 Nisan 2010.

Pegrum R. M., Spencer A. M., Hydrocarbon plays in the northern North Sea, *Geological Society, London, Special Publications*, 1990, **50**(1), 441-470.

Randen T., Reymond B., Sjulstad H. I., Sønneland L., New seismic attributes for automated stratigraphic facies boundary detection, *SEG*, Lousiana, United States of America, 13-18 Eylül 1998.

Remmelts G., Fault-related salt tectonics in the southern North Sea, The Netherlands, Salt tectonics: a global perspective, *AAPG Memoir*, 1995, **65**(1), 261-272.

Samakinde C. A., An integrated approach to understanding the geological controls on gas escape and migration pathways in offshore northern Orange Basin, South Africa, Doktora Tezi, University of the Western Cape, Earth Sciences, Capetown, 2017.

Van Adrichem Boogaert H. A., Kouwe W. P. F., Stratigraphic nomenclature of the Netherlands, *Rijks Geologische Dienst*, 1993, **50**(1), 1-20.

Van Adrichem Boogaert H. A., Kouwe W. P. F., Stratigraphic nomenclature of the Netherlands revision and update, *Rijks Geologische Dienst*, 1997, **50**(2), 1-20.

Van der Molen A., Sedimentary development, seismic stratigraphy and burial compaction of the Chalk Group in the Netherlands North Sea, Doktora Tezi, Utrecht University, Geologica Ultraiectina, Utrecht, 2004.

Van Wijhe D. V., Structural evolution of inverted basins in the Dutch offshore, *Tectonophysics*, 1987, **137**(1-4), 171-219.

Veeken P. C., Priezzhev I. I., Shmaryan L. E., Shteyn Y. I., Barkov A. Y., Ampilov Y. P., Nonlinear multitrace genetic inversion applied on seismic data across the Shtokman field, offshore northern Russia, *Geophysics*, 2009, **74**(6), 49-59.

Wong T. E., Batjes D. A., Batjes D. A., de Jager J., (2007). *Geology of the Netherlands*, 1st ed., House of the Royal, Amsterdam, 2007.

Zagwijn W. H., van Staalduinen C. J., *Toelichting bij de geologische overzichtskaart van Nederland*, 1st ed., Rijks Geologische Dienst, Haarlem, 1975.

Ziegler P. A., The geological evolution of the North Sea area in the tectonic framework of North Western Europe, *Petroleum geology and geology of the North Sea and Northeast Atlantic Continental Margin. Nor. geol. Unders*, 1975, **316**(1), 1-27.

Ziegler P. A., Geology and hydrocarbon provinces of the North Sea, *GeoJournal*, 1977, **1**(1), 7-32

KİŞİSEL YAYIN VE ESERLER

Mahatsente R., **Alemdar S.,** Çemen İ., 2017. Effect of slab-tear on crustal structure in southwestern Anatolia, *Active Global Seismology*, DOI:10.1002/9781118944998.

Alemdar S., Mahatsente R., Çemen İ., Crust and Upper Mantle Structure of the Hellenic and Cyprus Subduction Zones from Gravity Data Modelling, *AGU Fall Meeting*, California, USA, 14-18 December 2015.

ÖZGEÇMİŞ

İlk, orta ve lise öğrenimini Kocaeli'nde tamamladı. 2004 yılında girdiği Kocaeli Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Jeofizik Mühendisliği Bölümü'nden 2008 yılında Jeofizik Mühendisi olarak mezun oldu. 2009-2011 yılları arasında Kocaeli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Jeofizik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda Yüksek Lisans öğrenimini sürdürdü. 2011 yılında Türkiye Petrolleri (TPAO) adına Yurtdışı Lisansüstü Eğitim Bursu (YLSY) kazandı.2011-2012 yılları arasında İstanbul Üniversitesi Yabancı Diller Bölümü'nde dil eğitimi aldı. Ardından Amerika Birleşik Devletleri'nde St. Thomas Üniversitesinde dil eğitimine katıldı. Sonrasında, Amerika Birleşik Devletleri'nde Alabama Üniversitesi Doğal Bilimler ve Matematik Fakültesi Jeolojik Bilimler Bölümü'nde 2015 yılında Yüksek Lisans öğrenimini tamamladı. 2016 yılından beri Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı bünyesinde Akdeniz Bölge Sorumluluğunda Jeofizik Mühendisi olarak görev yapmakta.