



MINISTERUL EDUCAȚIEI
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

B-dul. București nr. 39, 100680, Ploiești, România, www.upg-ploiesti.ro

Telefon +40 244 573 171

Fax +40 244 575 847



INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE DOCTORAT
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI
DOMENIUL DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT

CONTRIBUȚII LA ÎMBUNĂTĂȚIREA PROCESELOR DE EXPLOATARE A ZĂCĂMINTELOR DE HIDROCARBURI AMPLASATE ÎN PLATFORMA CONTINENTALĂ A MĂRII NEGRE

Autor: Roșu (Mitrea) Ioana Cornelia

Conducător științific: Prof.Univ.Habil.Dr.Ing. Stoicescu Maria

Ploiești 2024



MINISTERUL EDUCAȚIEI
UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

B-dul. București nr. 39, 100680, Ploiești, România, www.upg-ploiesti.ro

Telefon +40 244 573 171

Fax +40 244 575 847



INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE DOCTORAT

UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI

DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI

DOMENIUL DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT

**CONTRIBUȚII LA ÎMBUNĂTĂȚIREA PROCESELOR DE
EXPLOATARE A ZĂCĂMINTELOR DE HIDROCARBURI
AMPLASATE ÎN PLATFORMA CONTINENTALĂ A MĂRII
NEGRE**

**CONTRIBUTION TO THE IMPROVMENT OF
HYDROCARBON EXPLOITATION OF THE FIELDS LOCATED
ON THE CONTINENTAL PLATFORM OF THE BLACK SEA**

Autor: Roșu (Mitrea) Ioana Cornelia

Conducător științific: Prof.Univ.Habil.Dr.Ing. Stoicescu Maria

Nr. Decizie 532 din 02.07.2024

Comisia de doctorat:

Președinte	Prof.Univ.Habil.Dr.Ing. Timur-Vasile CHIȘ	de la	Universitatea Petrol Gaze din Ploiești
Conducător științific	Prof.Univ.Habil.Dr.Ing. Maria STOICESCU	de la	Universitatea Petrol Gaze din Ploiești
Referent oficial	Prof.Univ..Dr.Ing. Laurențiu Lucian PETRESCU	de la	Universitatea din București
Referent oficial	CS II Dr.Ing. Anca ANTONOV	de la	Institutul Național de Cercetare-Dezvoltare pentru Protecția Muncii ALEXANDRU DARABONT București
Referent oficial	Conf.Dr.Ing. Mihail Valentin BATISTATU	de la	Universitatea Petrol Gaze din Ploiești

Ploiești 2024

REZUMAT

Deși ne aflăm într-o perioadă în care din grijă față de planeta pe care trăim, întreaga lume se concertează pe identificarea de resurse noi, regenerabile, "energie verde" așa cum o numesc generic unii specialiști, hidrocarburile așa cum le știm de peste 100 de ani continuă să reprezinte coloana vertebrală a economiei globale. Ele au în continuare un rol esențial în societatea modernă, asigurând necesarul de energie (energie electrică, încălzirea locuințelor) și furnizând materiile prime pentru diverse industrii (transporturi, industria chimică).

Din perspectivă geopolitică, controlul și accesul la resursele de hidrocarburi sunt subiecte de dispută între state și organizații internaționale, iar distribuția inegală a acestor resurse are implicații geostrategice semnificative. În contextul asigurării securității energetice naționale, hidrocarburile din Marea Neagră devin vitale pentru România. Ele pot contribui la reducerea dependenței de importuri, diversificarea surselor de aprovizionare, creșterea autonomiei energetice, generarea de venituri și crearea de locuri de muncă.

Astfel, în această lucrare de doctorat am analizat și sistematizat cunoștințele și metodele de extracție a hidrocarburilor din bazinul românesc al Mării Negre, având ca obiectiv îmbunătățirea acestora în vederea asigurării securității energetice a țării. În lucrare se analizează caracteristicile geologice ale bazinului, sistemele petrolifere, precum și aspecte legate de exploatarea și transportul hidrocarburilor. De asemenea, sunt prezentate studii de caz concrete din activitatea pe care am desfășurat-o în ultimii ani, studii referitoare la optimizarea săpării sondelor noi și a programelor de urmărire ale acestora, importanța reprocesării seismice în actualizarea modelelor geologice sau importanța fisurării hidraulice în îmbunătățirea producției sondelor.

Un aspect fundamental care trebuie menționat este acela că subiectele abordate în cadrul tezei sunt de o complexitate majoră și, precum proiectele de dezvoltare sau redezvoltare ale oricărui zăcământ de hidrocarburi, este necesară o abordare multidisciplinară integrată a unei echipe de specialiști din arii conexe ale industriei petroliere. De aceea, în conținutul tezei au fost prezentate aspecte referitoare la geologie și geofizică, petrofizică, inginerie de zăcământ, dar și de foraj, de exploatare (completarea o sondelor, modalități de punere în producție a sondelor, de stimularea sondelor pentru creșterea productivității etc.) sau de transport al hidrocarburilor. Cu toate acestea, contribuția personală provine în special din partea geologică, deoarece am lucrat și încă lucrez ca și inginer geolog pe proiecte ale zăcămintelor amplasate în bazinul continental al Mării Negre, precum și din aportul personal în abordarea multidisciplinară a studiilor de caz prezentate.

În Capitolul 1 din cadrul tezei este prezentat cadrul geologic regional al bazinului Mării Negre. Acesta este un bazin de tip "*back-arc*" relativ recent, care și-a început evoluția tectono- sedimentară

în Albian-Apțian. Există trei etape majore care au afectat formarea bazinului precum și acumulările de hidrocarburi din cadrul acestuia. Prima etapă a fost etapa de rift, în perioada Albian- Cretacic Inferior, etapă în care faliile normale au apărut în urma extensiunii de tip “*back-arc*” asociată cu subducția plăcii Tethys și care au dus la formarea structurilor de tip horst-graben.

A doua etapă este cea corespunzătoare inversiunii care a început la finalul Cretacicului și a durat până la finalul Oligocenului. În această perioadă, datorită compresiei ce afectează bazinul apar falii inverse, sau unele falii normale sunt reactivate. Stratele depuse în cadrul bazinului sunt cutate, deformate, ducând astfel la formarea aliniamentelor structurale de tip anticlinale paralele cu faliile majore cum ar fi falia Portița, falia Egreta, falia Lebăda etc.

Cea de-a treia și ultima etapă durează de la finalul Miocenului și până în prezent și a reprezentat o perioadă de calm tectonic. În această etapă principalul component care a definit arhitectura bazinului este sedimentarea. Astfel, întâlnim depozite de pantă și de mare adâncă, depozite turbiditice, continue, care nu sunt afectate de evenimente tectonice majore. Uneori datorită instabilității sedimentelor în zona de povârniș continental, în timpul crizei messiniene apar, pe fondul scăderii dramatice a nivelului mării falii listrice gravitaționale, cu planul de detașare principal la nivelul argilelor suprapresurizate oligocene.

Toate aceste etape au dus la formarea depresiunii Istria, depresiune ce reprezintă unitatea geologică majoră în care sunt amplasate zăcămintele de hidrocarburi din zona offshore a României aflate stadiul de exploatare.

Pe parcursul formării bazinului, la sfârșitul Eocenului a avut loc o scădere globală a nivelului mării corespunzătoare individualizării Parathetysului prin deconectarea acestuia de Bazinul Mediteranean. A avut loc o eroziune puternică mai ales în zona șelfului, urmată de creșterea nivelului mării și începerea depozitării sedimentelor oligocene. Aceasta a avut loc pe o arie extinsă care cuprindea atât actuala Mare Neagră, cât și Marea Baltică.

Este evidentă transgresiunea oligocenă în partea vestică a Mării Negre, unde formațiunea predominant argiloasă Maikop se extinde treptat cu terminații ale clinoformelor de tip onlap. Grosimea crește semnificativ către bazin, cu grosimi interceptate la Ovidiu de 4900m. Formațiunile argiloase, adesea bituminoase depuse până în Miocenul inferior în acest bazin adânc și anoxic au reprezentat o sursă importantă de hidrocarburi și pentru zăcămintele din zona vestică a Mării Negre.

Pentru a avea o bună înțelegere a zăcămintelor de hidrocarburi dintr-o anumită zonă geografică este necesară nu doar înțelegerea geologiei regionale și implicit a bazinelor de sedimentare, ci și înțelegerea sistemului de petrolifer din care acestea fac parte. Capitolul 2 al acestei lucrări de doctorat prezintă sistemele petrolifere și modalitatea de formare a hidrocarburilor amplasate în Bazinul Vestic al Mării Negre.

Sistemul petrolifer reprezintă totalitatea elementelor esențiale și proceselor implicate în formarea, acumularea și conservarea hidrocarburilor.

Elementele care formează un sistem petrolifer pot fi grupate în elemente de tip litologic și structural-stratigrafic precum: roca sursă, roca rezervor, roca ecran, capcana; și în procese cum ar fi: generare, expulzare, migrare, acumulare și preservare. O mențiune importantă este aceea că toate acestea trebuie să aibă loc într-o anumită secvențialitate temporală, coexistența lor definind momentul critic.

În cadrul tezei de doctorat am analizat cele două sisteme petrolifere din zona de interes (Bazinul Vestic al Mării Negre), fiecare dintre ele având particularități interesante.

Primul sistem petrolifer identificat este sistemul petrolifer de tip termogen. Din punct de vedere al gradului de cunoaștere, acest sistem petrolifer a fost primul descoperit în urma operațiunilor de explorare din zonă. Acest sistem are în componența sa roci rezervor de vârstă Albian, Cretacic Superior și Eocen, formate în general din gresii silicioase, gresii calcaroase și calcare fisurate, iar rocile protector sunt reprezentate de argilele și marnele depuse printre acestea.

Roca sursă provine, așa cum a fost menționat în paragrafele anterioare din argilele depuse în mediul anoxic al bazinului din perioada de post-rift. Deoarece bazinul era închis, circulația apelor a fost restrictivă și salinitatea pe verticală a fost diferită, în urma aporturilor apelor meteorice și a celor de apă dulce de pe continent. Oxigenul nu a pătruns la adâncimi mari și a produs cadrul favorabil apariției argilelor generatoare de hidrocarburi. Astfel, au apărut argilele Maykop de vârstă oligocenă, având o compoziție asemănătoare cu cea a argilelor disodilice din Carpați, sursa sedimentelor din Marea Neagră fiind preponderent tot din Platforma Est Europeană.

Capcanele în care sunt acumulate hidrocarburile sunt combinate, în care componenta structurală are un rol predominant (zăcămintele fiind anticlinale faliat rezultate cel mai probabil în urma compresiunii care a afectat bazinul), dar care are și o componentă stratigrafică datorată variațiilor laterale de facies apărute ca urmare a mediilor depoziționale diverse caracteristice rezervoarelor de vârste diferite.

Particularitatea sistemului depozițional termogen este dată în special de vârsta rocii sursă care este mai tânără decât celelalte elemente ale sistemului, respectiv roca rezervor, capcana și roca ecran.

Atunci când argilele bogate în material organic au fost îngropate și au ajuns pentru o perioadă de timp suficient de îndelungată, la temperaturi și presiuni suficient de ridicate încât să transforme TOC-ul în kerogen, și ulterior în hidrocarburi. Acestea au migrat pe cea mai ușoară cale, respectiv discordanța majoră dintre Oligocen și Preoligocen (Cr, Eo), și s-au acumulat în capcanele existente acolo. Hidrocarburile au migrat în general din zona centrală a bazinului, de apă adâncă unde au fost depuse argilele inițial, pe distanțe de zeci de km până în zona de apă mai puțin adâncă, unde se afla aranjamentul spațial favorabil acumulării lor (capcanele).

În concluzie, sistemele petrolifere termogene din Marea Neagră au generat zăcămintele cantonate în roci pre-oligocene, care au fost descoperite încă din anii 1960-1980 și care produc de peste 40 de ani țiței și gaze naturale. Acest sistem este caracteristic zăcămintelor de pe aliniamentul structural Delta, Sinoe, Lebăda Vest, Lebăda Est și Pescăruș, aflate toate în zona de apă puțin adâncă (adâncimea apei atingând până la 50 de metri), iar distanța față de țărm fiind undeva între 50-80 km.

Cel de-al doilea sistem petrolifer este cel biogen. Spre deosebire de sistemul termogen, unde temperaturile și presiunile ridicate au dus la transformarea materiei organice în hidrocarburi, la sistemele petrolifere biogene rolul esențial este deținut de către bacteriile anaerobe, care se hrănesc cu materia organică acumulată în argile și o transformă în gaz metan. Particularitățile principale ale acestui tip de sistem sunt date de către vârsta similară a tuturor elementelor (roca sursă, roca rezervor, roca ecran și capcana), maturitatea mai mică a rocii sursă care reușește să producă acumulări de gaze chiar și în aceste condiții, precum și de migrarea pe distanțe mai mici a hidrocarburilor în capcanele preponderent stratigrafice de această dată.

Capcanele din zona de apă adâncă unde se regăsește acest sistem este reprezentată de depozite turbiditice cu variații laterale de facies, între lobi și canale cu proprietăți bune și zone interdistributare argiloase, în care elementele tectonice sunt mai reduse de această dată. Astfel, din punct de vedere structural aceste zăcămintele îmbracă paleorelieful existent anterior, ceea ce poate duce la apariția unor forme de tip anticlinal de drapare, și așa cum menționăm, existența sporadică a faliilor gravitaționale de la acest nivel poate duce la formarea unor acumulări de hidrocarburi.

Gradul de cunoaștere al zăcămintelor de acest tip este unul mult mai scăzut comparativ cu sistemul termogen, deoarece canalizarea operațiunilor de explorare în zona de apă adâncă a Mării Negre s-a făcut relativ recent, după anii 2000. Astfel, prin seismica 3D au fost identificate posibilele acumulări de hidrocarburi, care au fost dovedite de către sondele de explorare-prospecțiune și ulterior conturate cu ajutorul sondelor de explorare deschidere ("*appraisal*"). Printre aceste zăcămintele se numără zăcămintele Ana și Doina, amplasate cumva la limita dintre zona de apă mai puțin adâncă și zona de apă adâncă, zăcămintele ce sunt în producție de 2 ani.

O a doua categorie de zăcămintele a sistemului biogen este cea a celor recent declarate zăcămintele comerciale, zăcămintele Pelican și Domino. Acestea reprezintă după cum menționează compania operatoare două zăcămintele cu potențial ridicat, care vor aduce o contribuție considerabilă la industria energetică a țării. Acestea sunt în stadiul inițial al dezvoltării, urmând ca primele sonde să fie săpate la finalul anului 2024, începutul anului 2025, iar prima producție de gaz să fie înregistrată în anul 2027. Datorită caracterului foarte recent al descoperirii, și al faptului că până la acest moment nu există decât sonde de explorare săpate pe structură, gradul de confidențialitate al datelor din această zonă este mai ridicat, și de aceea nu au putut fi prezentate în cadrul acestei lucrări.

Deși cele două categorii de sisteme petrolifere identificate în Marea Neagră au fost sistematizate în cadrul acestei lucrări, focusul acestei teze a fost pe sistemul petrolifer termogen, care este reprezentat de descoperirile aflate deja în producție de peste 40 de ani.

Geologia zăcămintelor și modelele fizice de zăcământ din Bazinul Vestic al Mării Negre sunt prezentate pe scurt în Capitolele 3 și 4. Așa cum am menționat, rocile generatoare sunt argilele Maykop, în timp ce principalele roci rezervor din Depresiunea Istria sunt depozitele Albiene care formează capcane stratigrafice și structural stratigrafice de gresii, rocile de vârstă Cretacic Superior, care sunt calcare depuse în zona de șelf, al căror mecanism de cantonare depinde în special de sistemele de fracturi din zonă; și rocile Eocene, roci clastice și carbonatice ce formează tot capcane stratigrafice sau structural stratigrafice. Fluidele cantonate sunt țițeiul, țițeiul cu cap de gaze și gazele, iar proprietățile de zăcământ diferă și ele de la un tip de rezervor la altul, cu proprietăți bune pentru zona de Eocen, slabe spre medii pentru Cretacic Superior și medii în Albien.

Deoarece forajul sondelor pe mare (offshore) trebuie să aibă în vedere mai multe aspecte decât forarea sondelor aflate pe uscat, a fost foarte important să fie prezentate și aceste aspecte în cadrul Capitolului 5.1. Astfel, un prim aspect foarte important este legat de adâncimea apei, dacă ne aflăm în zona de apă mai puțin adâncă "*shallow water*", sub 150 m, sau în zona de apă adâncă "*deep water*", de peste 150 m, care pot ajunge însă și până la 3000 de metri.

Funcție de adâncimea apei se stabilește tipul de platformă cu care se poate realiza forajul. În zona de apă mică se poate folosi orice tip de platformă (platforme fixe din zăbrele tubulare, platforme fixe tip turn, monopod, platforme fixe din beton, gravitaționale și platforme cu structura mixtă oțel și beton sau platforme mobile cum ar fi platformele de tip "*jack-up*"). Spre deosebire de acestea, zonele cu adâncimi mari în care și provocările sunt pe măsură, condițiile tehnologice trebuie adaptate, și doar o parte dintre platforme se încadrează (nave de foraj, platforme semi-submersibile, platforme de tip SPAR sau Tension leg).

Așa cum am menționat și anterior, în cadrul zonei vestice al bazinului Mării Negre există cele două tipuri de adâncimi ale apei care duc la cele două categorii diferite de foraj.

Prima categorie este cea a zăcămintelor din zona de apă puțin adâncă, corespunzătoare aliniamentului structural Delta, Sinoe, Lebăda, Pescăruș, unde forajul a început în anul 1976 când a fost săpată prima sondă de explorare în apă cu adâncime mică cu ajutorul platformei Gloria. Platforma Gloria a fost prima platformă auto-elevatoare "*jack-up rig*" din România, construită la Galați în 1975. Aceasta și-a început activitatea de foraj pe 16 septembrie 1976, în apele Mării Negre, la o distanță de țărm de aproximativ 72 km și o adâncime maximă a apei de 90 m. În perioada 1976-1986, Gloria a funcționat ca platformă de foraj, săpând 17 sonde cu o lungime cumulată de aproximativ 50.000 de metri.

În perioada 1987-1998, Gloria a fost folosită ca platformă de producție pentru primul zăcământ de pe mare pus în producție în România – Lebăda Est. Începând din 1998, platforma Gloria s-a aflat pe zăcământul Sinoe, la aproximativ 30 de km de țărm, în ape de aproximativ 40 de metri adâncime și a fost folosită ca platformă de producție. Producția sa cumulată în ultimii 20 de ani este echivalentă cu peste 20 de milioane de plinuri auto și cu energia necesară pentru a încălzi peste 170.000 de locuințe.

În toamna anului 2019, platforma a fost readusă la țărm după 40 de ani de activitate. Pentru aceasta sistemul de ridicare/coborâre a platformei a fost repus în funcțiune, apoi platforma a fost poziționată pe o barjă de transport (GSP Big Foot2) tractată până la țărm, în portul Agigea.

Astfel, pentru zăcămintele comerciale din Marea Neagră din zona de ape puțin adânci au fost folosite platformele auto-elevatoare care se fixează cu ajutorul picioarelor pe fundul mării, și care după operațiunea de foraj se pot transfera după o locație pe alta. Printre avantajele platformei de tip *"jack-up"* se numără stabilitatea, costurile relativ reduse de mobilizare, precum și disponibilitatea acestora. Datorită ancorării pe fundul mării, platformele de tip *"jack-up"* sunt mai stabile decât cele semi-submersibile și pot fi folosite și în condiții de vreme extremă, fără a exista riscul de *"downtime"*.

Spre deosebire de forajul în apele de adâncime mică, forajul în apele adânci au un grad mai ridicat grad de dificultate al operațiunilor de foraj și prezintă numeroase provocări. Deși tehnologiile avansează cu fiecare zi, și provocările continuă să apară. Printre provocările întâlnite se numără atât cele legate de operațiunile în sine și de modul de desfășurare al acestora, cât și de mediul în care se desfășoară acțiunea de foraj, fie că este vorba de mediul marin sau de mediul geologic.

Prima sondă de apă adâncă din sectorul românesc al Mării Negre a fost sonda Domino 1, săpată în 2012, la 170 km distanță de țărm în ape cu adâncimea de aproximativ 1.000 de metri. Aceasta a fost forată cu vasul ultramodern de clasă mondială Deepwater Champion. Acest vas a fost construit în Coreea de Sud și a fost proiectat special pentru un acces facil în și din Marea Neagră. Vasul dotat cu o turlă dublă de foraj poate efectua simultan o varietate de operațiuni, înregistrând o eficiență crescută. El este autopropulsat și capabil să își mențină poziția în larg în condiții de valuri de 9 metri și vânt puternic.

După succesul sondei Domino 1, cele două companii ce dețineau permisul de exploatare la acea vreme (OMV Petrom și Exxon Mobile) au decis să continue campania de foraj cu ajutorul platformei semi-submersibilă de foraj Ocean Endeavor, platformă proiectată să foreze în ape cu adâncimi de până la 2400 de metri, cu o adâncime totală de foraj de până la 10600 de metri. Cu această platformă au fost săpate și celelalte sonde de explorare din zona de apă adâncă a bazinului Vestic al Mării Negre. Sondele săpate au dovedit potențialul de hidrocarburi din zona de apă adâncă, și deși au existat ceva schimbări la nivelul companiilor care operează în zonă, la momentul actual companiile Romgaz și OMV Petrom sunt cele care dețin licența de explorare. Cele două plănuiesc

trecerea în exploatare a celor două zăcăminte recent descoperite, prin implementarea planurilor de dezvoltare începând cu finalul anului 2024.

Un alt aspect important ce trebuie avut în vedere atunci când se discută despre sondele săpate pe mare este acela al tipului de sondă ce urmează a fi săpat și pus ulterior în producție. Acest lucru se întâmplă deoarece facilitățile de suprafață și aducerea hidrocarburilor la țărm este mult limitată pe mare, comparativ cu operațiunile de pe uscat (spațiu limitat pe platforme, capacitate limitată a conductelor de transport etc). Aspectele legate de producția și completarea sondelor sunt prezentate în Capitolul 5.2.

Sondele de explorare din Bazinul Vestic al Mării Negre au fost săpate de sine stătător, ca și sonde verticale, cu unicul scop de a confirma existența hidrocarburilor, fără a fi ulterior puse în producție, fiind astfel mai ușor de realizat din punct de vedere tehnic.

Atunci când este vorba despre sondele de producție în schimb, limitările apărute datorită spațiului disponibil pe platformele de producție au dus la apariția sondelor deviate, ulterior chiar orizontale, sau a multilateralelor, care eficientizează aria de drenaj la nivelul zăcămintului.

O altă abordare folosită foarte des la sondele din Marea Neagră a fost cea a săpării sondelor de tip "*sidetrack*". Acest tip de sonde reprezintă abandonarea stratelor cele mai adânci, care și-au atins limita economică de producție (stratele de vârstă Albian) și resăparea sondei cel mai adesea orizontal în cardul unuia dintre rezervoarele superioare (de vârstă Cretacic Superior sau Eocen). Acest tip de sonde reprezintă adesea o provocare datorită argilelor suprapresurizate din Oligocen ce impun setarea penei de deviere imediat sub topul Eocenului, și duc astfel la realizarea unor traiecte cu un grad ridicat de complexitate din punct de vedere tehnic.

O altă provocare este cea legată de traversarea unor zone deja drenate a rezervorului în vederea atingerii țintei (zona nedrenată) aflate la marginea zăcămintului, fapt care poate cauza probleme în timpul forajului datorită presiunilor scăzute.

Tot pentru realizarea traiectului trebuie ținut cont de orientarea stresului maxim și minim la nivel de rezervor, deoarece stimularea hidraulică folosită frecvent în ultimii ani pe zăcămint este afectată de direcția drenei. Nu în ultimul rând completarea sondei cu anumite echipamente de producție impune limitări ale gradului de înclinare a sondei, în vederea introducerii cu succes a ansamblului de producție în sondă.

Din punct de vedere al completării sondelor offshore pentru producție există de asemenea o serie de limitări ce trebuie avute în vedere. Astfel, un prim aspect este legat de folosirea pompelor de tip ESP ("*electric submersible pumps*") care este adesea limitată pe platformele de producție marine de cantitatea de curent electric disponibilă pe platforme (spațiul limitat fizic duce la amplasarea unui număr limitat de generatoare de curent electric) și de felul în care acesta este distribuit funcție de necesități.

Un alt aspect este legat de folosirea procedeului de gaz-lift pentru sonde, deoarece nu întotdeauna există producție și de gaze care să faciliteze acest mod de exploatare, și aducerea gazului de la țărm exclusiv pentru procesul de gaz-lift se poate dovedi neeconomică.

De asemenea, trebuie avut în vedere un plan pe termen lung care să țină cont de modalitatea de efectuare a operațiunilor de mentenanță atunci când este cazul, de tipul de platformă cu care se pot efectua aceste operațiuni și de costurile aferente (dacă pot fi efectuate cu o platformă de tip *"heavy workover"* sau dacă este necesară aducerea unei platforme auto-elevatoare *"jack-up"* pe care să o folosească în aceste operațiuni).

În general sondele au o completare inițială uzuală "clasică", urmând ca ulterior, funcție de tipul de zăcămintă și de tipul de platformă de producție unde sonda este amplasată, se decide echiparea sondei fie cu ESP, fie cu Gaz-lift.

În ultima perioadă sondele săpate pe zăcămintele din bazinul Mării Negre zona de apă puțin adâncă au fost stimulate prin fisurare hidraulică (așa cum a fost prezentat în studiile de caz din cadrul tezei). Aceste sonde orizontale, săpate la nivelul Cretacicului Superior au fost completate în gaură liberă, cu un ansamblu de fund format din mai multe *"stage-uri"*. Acestea sunt formate din porturi (manșoane care se deschid și permit circulația între strat și coloană) și packere exterioare, care realizează izolarea între ele. Acest tip de completare este foarte diferit de cel inițial, când se cimentau și ulterior se perforau stratele pentru a se pune în producție, dar care a dovedit o eficacitate mult mai mare din punct de vedere al producției.

După aducerea hidrocarburilor din strat la suprafață ultimul pas este reprezentat de transportul acestora către țărm. Aici fie se face legătura către o stație de tratare a gazelor, și ulterior către rețeaua națională de distribuție (dacă este vorba despre gaz), fie către o rafinărie dacă este vorba despre prelucrarea țițeiului.

Transportul hidrocarburilor în sectorul românesc al Mării Negre se realizează cu ajutorul conductelor submarine de transport, iar Capitolul 5.3 prezintă pe scurt acest subiect.

Proiectarea unui sistem de conducte submarine implică stabilirea mai multor parametri, inclusiv diametrul conductei, grosimea peretelui conductei și tratamentul suprafețelor conductelor. Alegerea diametrului este o problemă de inginerie hidraulică; pentru diametre mai mici, căderile de presiune între extremitățile traseului conductei sunt mari, în timp ce pentru diametre mai mari, costurile de construcție sunt ridicate. Grosimea peretelui este determinată de solicitările la care sunt supuse conductele submarine, de la stresul din timpul montajului la coroziunea chimică sau microbiologică. Tratamentul suprafețelor conductelor implică în principal vopsirea cu vopsele anticorozive și antivegetative, împreună cu aplicarea protecției catodice și a unui strat de ciment pentru contracararea efectelor loviturilor mecanice, valurilor sau curenților marini. Stabilirea traseului conductelor necesită o înțelegere profundă a mediului în care acestea vor fi amplasate,

inclusiv forma și consistența fundului mării, lungimea traseului de instalare și calitatea materialului conductei.

Pentru zona de producție de apă adâncă există 7 platforme de producție (Platforma Centrală care face legătura cu terminalul Midia de la țărm și încă 6 platforme) precum și o serie întreagă de conducte (ce pot face fie legătura între platforme, fie între platforma centrală și terminalul Midia). Există diverse tipuri de conducte între sonde și platforme, în funcție de fluidul transportat. Acestea pot include conducte pentru transportul țițeiului extras, conducte pentru gazele extrase, conducte pentru gaz condensat, conducte de amestec, conducte pentru gazul utilizat în sistemele de gaz-lift sau conducte pentru apa folosită în procesul de injecție tehnologică. De asemenea, din perspectiva presiunii, conductele pot fi clasificate în conducte de presiune înaltă sau conducte de presiune joasă.

Conductele dintre platforme pot avea lungimi diferite, între 1,5 km și 12 km, și diametrul de 6 5/8 in. Spre deosebire de acesta, cele două conductele care pleacă de la platforma centrală către terminal Midia (o conductă pentru gaz și o conductă pentru țiței) au lungimea de aproximativ 85 km fiecare, și diametre de 16 in, respectiv 12 3/4 in.

Amplasarea submarină a conductelor este redată în planurile aferente fiecărei platforme, precum și în schițele dintre planurile generale ale zonei. Este important să se cunoască amplasarea exactă a conductelor submarine pentru a evita deteriorarea lor de către alte activități ce pot avea loc pe fundul mării (fixarea platformelor de foraj deasupra platformelor de producție, amplasarea altor conducte etc).

În zona de apă adâncă, se planifică construirea a aproximativ 180 km de conducte submarine, care vor conecta noile zăcămintele la o platformă de control și tratare a gazelor, și ulterior către țărm. Între zona Domino și platformă, se vor întinde aproximativ 20 km de conducte cu diametre de 14 in și 18 in, în timp ce între zona Pelican și platformă, se estimează aproximativ 2 km de conducte cu un diametru de 11 in. De la platformă la terminalul de la țărm, va fi construită o conductă de gaze uscate, având un diametru de 30 in și o lungime de 160 km. Toate aceste date sunt orientative, proiectul fiind încă în stadiul de proiectare. Una din provocările conductelor de transport din zona de apă adâncă va fi legată de traversarea zonei de pantă continentală "*slope*", care va necesita o atenție sporită datorită gradului ridicat de înclinare, precum și a instabilității crescute a acestei zone. De asemenea, flotabilitatea conductelor umplute cu gaze necesită lestarea acestora pentru a fi amplasate la adâncimi conforme cerințelor tehnologice și regulamentelor marine (adâncime de trauler, ancoră, etc.)

Pentru studiile de caz prezentate în cadrul acestei lucrări am folosit date din zăcămintele pe care am lucrat în ultimii ani, respectiv zăcămintele comerciale din depresiunea Istria, Delta, Sinoe, Lebăda Vest, Lebăda Est și Pescăruș. Așa cum am menționat anterior, acestea sunt zăcămintele de tip termogen, cu acumulări de țiței și gaze naturale, amplasate în capcane structural stratigrafice, ce pot avea rezervoare de vârstă Albian, Cretacic Superior și Eocen. În cadrul tezei au fost detaliate în

Capitolul 6 aspecte legate de cele trei direcții abordate în cadrul studiilor de caz, respectiv forajul direcțional al sondelor, fisurarea hidrolică și impactul seismicității reprocessate.

Inițial focusul dezvoltării pe zăcămintele Lebăda Vest și Lebăda Est a fost reprezentat de zăcămintele de țiței din Albion și gaz condensat din Eocen. Exploatarea acestora a început în anii 1985, a atins un maxim de producție în 1995, iar începând cu anii 2000-2005 a experimentat un declin considerabil. Pentru a putea contracara acest declin accentuat focusul exploatării s-a mutat începând cu anul 2005 către zăcămintele de vârstă Cretacic Superior. Dezvoltarea acestor strate a fost practic împărțită în trei etape principale, prima-dezvoltarea inițială, a fost între anii 1993 și 2005, a doua-dezvoltarea expansională, între 2005-2017 și ultima, dar și cea mai intensă, denumită optimizarea producției, în cadrul căreia am lucrat și eu ca și geolog este cea din 2017 și până la finalul anului 2022.

Rezervoarele de vârstă Cretacic Superior sunt reprezentate de roci calcaroase, de tip packstone, wackstone, intercalate cu gresii, conglomerate și microconglomerate. În cadrul acestor rezervoare cu valori foarte diferite de porozitate (între 3 și 23%) și permeabilități între 0.1 mD și 2 mD, cu o medie de 0,8 mD s-a săpat prima sondă orizontală din România în anul 1993 (prima etapă de dezvoltare menționată în paragraful de mai sus).

După ce s-a observat producția mai ridicată a acestui tip de sondă, s-a trecut la o campanie intensă de foraj (etapa a doua 2005-2017), săpându-se în acest interval 13 sonde noi și 8 sonde de înlocuire "*sidetrack*". Tot aceasta a fost perioada în care a avut loc trecerea de la acidizarea clasică a sondelor la stimularea hidrolică, realizată inițial în sonde verticale și ulterior în cadrul stage-urilor din sondele orizontale.

Perioada care reprezintă focusul acestei teze este cea de-a treia etapă, 2017-2022, când noile sonde au reușit să mențină nivelul de producție constant, drenele orizontale ale acestora fiind amplasate cu succes în zone nedepletate ale zăcămintului. Acest lucru a fost posibil în urma analizei multidisciplinare realizate de către echipa de proiect, formată din geologi, geofizicieni, petrofizicieni, ingineri de foraj, de stimulare și de producție din care am făcut parte.

Săparea și completarea sondelor orizontale reprezintă o activitate complexă din mai multe puncte de vedere, cum ar fi :

- geologic (identificarea zonei cea mai bună a rezervorului în care sonda să fie săpată și menținerea traiectului în poziția optimă în timp real pe parcursul forajului)
- al forajului (atât realizarea în sine a traiectului, ținând cont de toate limitările caracteristice-supra presurizarea stratelor de vârstă Oligocen, depletarea anumitor zone ale zăcămintului etc., cât și operațiunea de foraj în sine)
- al fisurării (identificarea direcției stresului la nivelul zăcămintului pentru a stabili modul de dezvoltare al fisurilor, identificarea zonelor optime pentru amplasarea

porturilor și a packerelor, și realizarea cu succes a operațiunii de fisurare fără a interfera cu fisurile sondelor vecine etc.)

Pentru a se putea realiza cu succes săparea unei sonde orizontale este necesară o bună înțelegere a zăcământului, în vederea amplasării sondei în locația ce mai bună, stabilirea clară a reperelor care vor fi folosite în identificarea poziției sondei la nivelul zăcământului, stabilirea unui program detaliat de urmărire a sondei în timp real, precum și analiza realizată ulterior săpării sondei, în vederea îmbunătățirii procesului pentru sondele următoare.

Pentru o mai bună înțelegere a zăcământului am reanalizat datele existente, indiferent de momentul în care au fost achiziționate, la început în sondele de explorare sau în cele mai recente sonde săpate pe structură (carote și descrierile lor, descrieri ale master-logurilor, descrieri ale probelor de sită, carotaje de imagine și interpretările lor). Prin integrarea tuturor acestor date am reușit identificarea unei zone din zăcământ cu litologie predominant conglomeratică. Ulterior am integrat aceste date și cu imaginile rezultate din atributele seismice, și am putut realiza un model depozitional care să onoreze toate aceste date de intrare. Am corelat apoi extinderea acestei zone conglomeratice cu datele de producție și am putut observa corespondența dintre acest tip de litologie și o productivitate scăzută a zonei, ceea ce ne-a condus ulterior către decizia de a evita zona respectivă atunci când este vorba de identificarea de noi oportunități.

Un al pas important este identificarea orientării stresului maxim și minim la nivel de zăcământ, pentru a încerca orientarea drenelor orizontale într-o direcție care să permită dezvoltarea optimă a fisurilor rezultate în urma operațiunii de stimulare. De asemenea trebuie identificată sonda din care se va face resăparea și integritatea acesteia, pentru a se stabili dacă realizarea traiektului este sau nu posibilă. Un alt pas important este respectarea direcției și orientării sondei de sidetrack așa cum echipa multidisciplinară a decis ca fiind cea mai potrivită în vederea atingerii unei producții cât mai ridicată de hidrocarburi.

Existența seismicii 3D a avut beneficii multiple, primul fiind interpretarea structurală a zonei (orizonturi și falii) fapt ce a condus la construirea unui model având un grad ridicat de încredere și între sonde. Un al doilea beneficiu a fost folosirea cubului pentru inversia seismică, corelarea impedanței acustice cu proprietățile rocii și realizarea unui model de 3D de proprietăți având la bază atât carotaje electrice, cât și cubul seismic 3D. Reprocesarea cea mai recentă a seismicii (2019), din anul 2019 a îmbunătățit continuitatea reflectorilor în zona de *"undershooting"*, a crescut rezoluția seismicii la nivelul rezervorului și a permis identificarea unor elemente arhitecturale în cadrul rezervorului care nu puteau fi identificate ulterior. Au fost folosite două tehnici diferite, una care convertește datele din timp în adâncime și îmbunătățește amplitudinea reflectorilor, și una care crește continuitatea reflectorilor, având în final o imagine structurală regională îmbunătățită, dar care păstrează cubul inițial și datele seismice în timp.

Am folosit cubul seismic reprocessat în vederea optimizării traiectelor ultimelor sonde săpate pe structură, mai mult decât atât markerii cei mai importanți ce urmau a fi identificați în sondele noi săpate au folosit ca referință suprafețele corespunzătoare din seismică, iar acuratețea predicțiilor topurilor s-a îmbunătățit considerabil ajungând la diferențe mai mici de 10 metri între ce s-a prevăzut înainte de săparea sondelor și ce s-a realizat concret după foraj. Astfel, markerii importanți pe care i-am urmărit în săparea sondelor orizontale au fost seria carbonatică din partea superioară a statului (LST) de vârstă Santonian-Coniacian-Turonian, acesta fiind cel care ne indica apropierea de topul rezervorului, stratul SST ("*sandstone series*"), care reprezenta topul rezervorului Santonian-Coniacian-Turonian, și nu în ultimul rând trecerea dintr-un lob în altul, care se identifică foarte bine atât pe secțiunea seismică cu ajutorul unei suprafețe cât și pe corelarea chemo-stratigrafică.

După identificarea pe seismică a markerilor cei mai importanți în plasarea sondei în locația corectă, urmează stabilirea programului de urmărire geofizică a sondei. Acesta este un pas foarte important în planificarea și execuția sondelor orizontale, deoarece datele primite din carotaje ajută atât la menținerea sau schimbarea traiectului în timp real, cât și la stabilirea porturilor și packerelor, sau la actualizarea modelului de proprietăți în vederea calculului resurselor de hidrocarburi. Programul de urmărire în cazul sondelor din bazinul Mării Negre se extinde și către stabilirea eșantionării probelor de sită în vederea analizării cu metoda XRF care permite ulterior prin corelare chemo-stratigrafică identificarea unității geologice în care se află sonda la un anumit moment.

Sonda X prezentată în cardul studiul de caz numărul 1 a fost a doua cea mai lungă sondă orizontală săpată offshore în România cu o adâncime MD de aproximativ 4600 de metri și o lungime a drenei orizontale în rezervor de aproximativ 3000 de metri. Sonda a fost proiectată ca și sondă de înlocuite pentru prima sondă orizontală săpată offshore, sonda A, care a avut cea mai bună producție de la nivelul rezervorului Cretacic Superior. Astfel, una dintre provocările majore ale acestei sonde a fost proiectarea sa la o distanță suficient de mare de zona drenată deja de către sonda mamă, pentru a evita problemele ce pot apărea în timpul forajului din cauza diferențelor de presiune. Sonda a avut ca și obiectiv și confirmarea extinderii lobului numărul 2 în afara zonei suprafeței confirmate de resurse, așa cum a fost construit noul model geologic. Această extindere a fost inițial confirmată de săparea unei alte sonde în zonă, cu un an înaintea săpării sondei X.

În ceea ce privește planificarea punerii în producție, sonda a fost proiectată pentru stimulare hidrolică cu nouă stage-uri, primele șase fiind deschise inițial în vederea testării extinderii comerciale, în conformitate cu normele legislative în vigoare pentru o perioadă de 6 luni, urmând ca ulterior să se fisureze și celelalte trei aflate în cadrul zonei cunoscute a zăcămintului și care nu necesită testare individuală.

Programul de logging stabilit pentru această sondă a fost unul de tip LWD ("*Logging While Drilling*"), în care ansamblul de foraj a avut în componența sa și electrodele pentru înregistrarea

carotajelor. Astfel, carotajele înregistrate în această sondă au fost Gamma Ray, Rezistivitate (deep și shallow), acustic și densitate, dar și microcarotaj de imagine de tip acustic. Curbele de GR și rezistivitățile sunt carotajele standard pe care le-am folosit pentru "geosteering", precum și pentru determinarea litologiei și a fluidului cantonat de rocă.

Pentru carotajul acustic au fost folosite, atât undele de tip S cât și undele de tip P, având ca scop principal folosirea acestor date, împreună cu carotajul de densitate în vederea eficientizării operațiunilor de fisurare (pentru calculele folosite în determinarea lungimii fracturilor și pentru stabilirea cantităților de fluid de stimulare folosit, a ratelor de pompaj etc.).

Microcarotajul de imagine a avut rol dublu, primul fiind urmărirea sondei în timp real, determinarea înclinării stratelor, corelarea acestor date cu informațiile din celelalte carotaje, precum și cu datele din seismică pentru menținerea traiectului sondei în locația optimă. Al doilea rol a fost acela de identificare a microfisurilor de pe traiectul găurii de sondă, în vederea plasării porturilor și a packerelor în zonele cele mai adecvate.

În vederea realizării analizelor chemo-stratigrafice s-a stabilit un program de eșantionare a probelor. Probele prelevate din detritusul adus la suprafață, au fost analizate cu ajutorul aparatului de XRF la sondă, iar corelarea dintre valorile fiecărui mineral înregistrat împreună cu adâncimea probei evaluate au rezultat curbele asemeni celor înregistrate în carotaje. Aceste curbe au fost folosite ulterior în corelarea chemo-stratigrafică, având semnături specifice pentru fiecare litologie caracteristică unei anumite unități geocronologice.

Pe tot parcursul forajului fiind geologul responsabil de urmărirea sondei primeam de două ori pe zi date referitoare la deviația sondei, carotajele înregistrate până la adâncimea de la talpă, precum și masterlogul și informațiile chemo-stratigrafice. Toate aceste date erau încărcate în softul Petrel pentru a se realiza corelarea între estimat și realizat, precum și între răspunsul carotajelor și imaginea oferită de seismică 3D sau de modelul existent.

În perioada intermediară dintre cele două descărcări oficiale ale înregistrărilor am fost conectată în timp real la un soft de monitorizare în care erau încărcate în timp real atât carotajele din LWD cât și măsurători precum gaz-cromatografia, RoP și alți parametri utilizați în monitorizarea progresului forajului. În cazul în care exista o discrepanță foarte mare între prognoză și datele exacte din sondă, se oprea forajul în vederea analizării datelor și evaluarea necesității ajustării traiectului în timp real. Din fericire săparea sondei X, a fost una dintre acele operațiuni în care totul a decurs conform planului, fără surprize majore care să necesite ajustarea traiectului sondei în timp real. Toate informațiile au fost mereu în concordanță, atât cele din seismică, cât și cele din carotajele clasice sau interpretarea chemo-stratigrafică, au fost mereu în concordanță, diferențele dintre estimat și realizat fiind sub 10 metri, ceea ce dovedește un grad ridicat de cunoaștere al zăcământului, o evaluare seismică corectă, și bine calibrată timp adâncime, precum și un model de zăcământ bine construit.

Pasul următor a fost acela al realizării interpretării petrofizice a logurilor, care să evalueze proprietățile rocii rezervor și saturația în hidrocarburi, Prin integrarea acestor rezultate, cu carotajul de imagine, precum și cu măsurătorile din carotajul acustic s-a stabilit locația porturilor și a packerelor în urma discuțiilor multidisciplinare dintre geolog, petrofizician, inginer de zăcământ și inginer de producție. După stabilirea acestor detalii a avut loc operațiunea de stimulare hidraulică, prin care primele 6 porturi au fost fisurate cu succes.

Stimularea hidraulică este un proces ce a început să fie aplicat cu succes în zăcămintele din Marea Neagră începând cu anul 1996. Această operațiune a avut ca scop îmbunătățirea producției sondelor într-un zăcământ cu proprietăți relativ slabe de zăcământ. Acest lucru este posibil deoarece prin aplicarea fisurării hidraulice se schimbă regimul de curgere la nivelul sondei, dintr-un regim radial într-un regim liniar sau biliniar.

Odată cu avansarea tehnologiei s-a constatat că cea mai eficientă metodă de stimulare a sondelor este realizată în gaură liberă cu ajutorul unui ansamblu de producție format de packere exterioare care izolează între ele porturile fisurate cu ajutorul operațiunilor de stimulare. Fisurarea fiecărui port se realizează pe rând, pornind de la cel aflat cel mai aproape de talpa sondei, către suprafață, fiecare manșon fiind deschis în momentul în care este nevoie. Deschiderea manșoanelor se poate face prin tipuri diferite de bile fie dizolvabile, fie mingi ce ulterior sunt distruse prin operațiunea de "*milling*"(tocare).

Pentru ca fisurile realizate artificial în rocă să nu se închidă, în urma acțiunii presiunilor litostatice, acestea sunt umplute cu diverse substanțe, (propanți), cum ar fi nisip, nisip tratat calibrat, silicios sau oxid de aluminiu,etc.. Inițial sondele aveau un număr mic de stage-uri cu ajutorul cărora se deschideau intervalele productive, dar în ultima perioadă numărul lor a crescut semnificativ de la 3 la 9, chiar 10 stage-uri în cadrul unei drene orizontale de peste 2000 de metri.

În cadrul stimulării fiecărui stage sunt introduși în sondă trasori pentru a se putea realiza o evaluare calitativă a contribuției acestora, dar și pentru a se verifica o eventuală corelabilitate dintre tipul de rocă și producție. Trasorii folosiți sunt produși chimici non radioactivi, ecologici fără toxicitate ridicată, solubili în apă sau țiței. Aceștia sunt pompați în concentrații mici și pot fi detectabili în concentrații și mai mici de ordinul ppb. Substanțele folosite sunt specifice fiecărui tip de fluid, apă, țiței și gaz și denumite CFT, OFT sau GFT, fiecare dintre ele având o caracteristică unică.

Informațiile furnizate de acești trasori permit identificarea contribuției individuale a fiecărui interval stimulat la producția totală și evidențiază potențiala suprapunere a zonelor de drenaj (ceea ce poate duce la interferențe între sonde). Pentru identificarea lor este necesară prelevarea de probe din sondă și trimiterea acestor pentru analiză la laboratoarele specializate. Perioada de analiză durează de regulă între 4 și 5 luni, timp în care inițial se prelevează probe zilnic, apoi după prima lună de

producție se trece la mărirea perioadei la un interval de 2, 3 zile, pentru ca la finalul perioadei totale să fie recoltate la distanță de o săptămână. În urma analizelor sunt identificate procentele din fiecare trasor introdus.

Analiza acestui tip de informație arată care stage produce mai mult țiței, respectiv mai multă apă, care dintre stage-uri a avut contribuția cea mai mare pe parcursul perioadei analizate, dacă produc sau nu toate intervalele deschise și când încep să producă intervale care nu au produs inițial etc. Aceste date sunt analizate ulterior, ajutând la înțelegerea proprietăților rezervorului sau a diferențelor de presiune dintre anumite zone.

Pentru studiul de caz numărul doi am analizat legăturile identificate între fisurarea hidrolică realizată în sondele de pe zăcămintele Lebăda Vest și Lebăda Est în ultimii ani. Astfel, au avut loc mai multe analize multidisciplinare relaționate cu operațiunile de stimulare la care am contribuit ca și geolog. Un prim exercițiu a fost acela de încărcare a geometriei fisurilor hidrolice în softul Petrel, pe traiectul sondelor noi. Am primit aceste informații de la colegii ingineri de producție, și ulterior am verificat dacă fisurile ajung să comunice între ele, respectiv dacă există interferență între ariile de drenaj ale anumitor sonde și am verificat extinderea lor pe verticală, pentru a vedea dacă fisurile se extind și în afara rezervorului, dacă s-a atins contactul apă țiței în urma operațiunii de stimulare sau dacă există o corelabilitate între cantitatea de hidrocarburi sau apă produsă și elementele observate pe seismică.

Un alt aspect care se poate deduce din interpretarea testelor de trasori este cel legat de diferențele de presiune dintre anumite zone ale zăcămintului, respectiv ale anumitor *"stage-uri"*. Astfel, s-a putut observa la unele sonde că nu toate porturile au produs din stadiul incipient al producției, ci doar cele cu presiunile cele mai ridicate. Apoi, după o perioadă de câteva săptămâni, atunci când acestea s-au mai depletat și presiunile au ajuns la valori apropiate în toate porturile s-a putut observa cum au intrat în producție și intervalele care inițial nu produceau.

De asemenea, au fost încărcate sub forma de grafic de tip *"pie-chart"* și rezultatele trasorilor, și au fost vizualizați și analizați atât pe hărți, cât și prin corelarea informațiilor prin secțiuni pe traiectul sondelor.

Deoarece în anumite sonde am avut înregistrate și carotaje de microimagine pe care au fost determinate diverse tipuri de litofacies pasul următor a fost să verificam dacă există o legătură între tipul de litofacies și cantitatea de hidrocarburi sau de apă produsă de portul respectiv. Pentru determinarea acestui aspect s-au realizat o serie de grafice atât pentru producția de hidrocarburi, cât și pentru cea de apă. Deși inițial, după analizarea primei sonde s-a putut concluziona că o creștere a procentului de litofacies stratificat reprezintă și o creștere a cantității de țiței produsă, iar creșterea litofaciesului de tip vuggy este asociată cu o cantitate mai mare de apă produsă, atunci când s-a încercat extrapolarea acestei teorii și la nivelul celorlalte sonde s-a observat că nu mai există accesași

similitudine. Astfel, concluzia a fost că la momentul acesta nu avem suficiente informații care să coreleze cu exactitate litofaciesurile identificate pe microcarotajele de imagine cu producția fiecăruia.

Cel de-al treilea studiu de caz prezentat a fost acela al impactului reprocesării cubului seismic 3D asupra muncii integrate depuse în vederea îmbunătățirii procesului de extracție al hidrocarburilor. Așa cum am mai precizat cubul seismic 3D a fost achiziționat în 2005-2006 și a suferit mai multe reprocesări, ultima fiind în 2019. Seismica 3D a fost folosită atât pentru construirea modelului structural, cât și am modelului de proprietăți, iar mai apoi pentru ajustarea traiectelor sondelor și urmărirea lor în timp real.

Seismica reprocesată cel mai recent, cu tehnicile cele mai performante a fost ulterior folosită și mai în detaliu, realizându-se o serie de atribute (cum ar fi curbura, similaritatea, indicii de formă etc.). Aceste atribute oferă informații despre continuitatea rocilor, și mediul depozițional în care au fost depuse, iar prin corelarea acestora cu datele din carote, diagrame fundamentale, probe de sită și carotajele de imagine nou înregistrate, dar și a cunoștințelor de geologie generală legate de evoluția bazinului Mării Negre, am putut realiza un model conceptual depozițional pentru zăcămintul studiat.

Tot pe cubul seismic 3D am realizat alături de geofizicienii din echipă un exercițiu de identificare a litologiilor și ulterior de corelarea a acestora cu datele de producție provenite din analiza trasorilor. Prin corelate impedenței acustice cu porozitatea și Gamma Ray s-a reușit evidențierea și cartografierea heterogenității rezervorului la diferite nivele stratigrafice, identificându-se astfel zonele cu proprietăți diferite. Am împărțit apoi cubul rezultat în patru subcategorii, pornind de la proprietăți foarte bune, la foarte slabe. Prin corelarea acestor litofaciesuri cu producția fiecărui port am putut observa o corelare medie spre bună a producției cu acestea. Aceasta corelare este utilă în vederea planificării sondelor viitoare în zonele cu proprietățile cele mai bune.

Lucrul în echipa multidisciplinară care s-a ocupat de identificarea de noi oportunități pe zăcămintele din Marea Neagră, de planificarea sondelor, urmărirea acestora în timp real pe parcursul forajului pentru a garanta amplasarea acestora în locația dorită din rezervor, precum și participarea activă în înțelegerea comportării sondelor după operațiunea de stimulare a fost un exercițiu care mi-a permis nu doar îmbunătățirea abilităților geologice, ci și pe cele ale disciplinelor conexe. Astfel, mi-am îmbogățit cunoștințele de geofizică, interpretare seismică, atribute seismice și corelarea acestora cu date geologice, petrofizice sau de producție, dar mai ales cunoștințele legate de forajul sondelor, de inginerie de zăcămint sau de producție. Experiența din ultimii ani de pe zăcămintele offshore a fost cea care mi-a facilitat accesul și către proiectele din zona de apă adâncă, respectiv structura Domino, pe care lucrez de un an de zile, dar care momentan se află într-un stadiu incipient, existând doar sondele de explorare, cele de producție urmând să se sape în viitorul apropiat.

Pentru continuarea îmbunătățirii proceselor de extracție din bazinul Mării Negre există o serie de aspecte din această teză ce pot fi continuate sau îmbunătățite în viitor.

Un prim aspect ar fi acela că noul model conceptual a fost terminat aproape simultan cu ultima campanie intensă de foraj din zăcămintele analizate, și deci nu a fost folosit decât parțial, însă poate fi folosit pentru cercetări ulterioare. Printre acestea as putea enumera verificarea comportării în exploatare, după o anumită perioadă de timp, a sondelor recent săpate și corelarea acestora cu elementele depoziționale identificate. Această analiză poate să stea la baza viitoarelor propuneri de sonde pentru zona studiată, prin care să se identifice zonele cu elemente depoziționale favorabile și rămase nedrenate la acest moment.

Un alt pas ar putea fi acela al actualizării modelului de proprietăți, pornind de la informațiile din cubul seismic reprocesat, modelul depozițional realizat, atributele seismice, dar și a informațiilor din sondele noi. Chiar dacă modelul structural a fost confirmat de către sondele noi, el având nevoie doar de mici rafinări, pentru modelul de proprietăți există loc de îmbunătățire, datorită carotajelor complexe înregistrate în ultima campanie de foraj, precum și datorită informațiilor din seismica reprocesată în 2019. Tot în modelul de proprietăți ar putea fi integrate fisurile create artificial cu ajutorul stimulării hidraulice, creându-se o porozitate secundară de-a lungul fisurilor, avându-se ca exemplu modelarea zăcămintelor de calcare fisurate din Orientul Mijlociu. Acestea ar putea ajuta la realizarea unui model actual de zăcământ, care să ne permită calculul resursei actuale, ținând cont de producțiile sondelor până la acest moment. Utilitatea modelului ar fi amplasarea de noi locații acolo unde spațiul dintre sonde și ariile de drenaj permit acest lucru.

Alt aspect ce poate fi considerat este acela îmbunătățirii modelului elastic al rocilor, respectiv al impedanței acustice. Acest lucru se poate realiza prin corelarea litofaciesurilor rezultate din cubul seismic reprocesat cu informații provenite din analiza chemo-stratigrafică a carotelor și a probelor de sită. Pentru aceasta este necesară efectuarea unor serii suplimentare de analize pe cât mai multe eșantioane de rocă, care să permită o acoperire cât mai mare atât în plan orizontal cât și în plan vertical (în adâncime). Integrarea acestor date ar duce la construirea unui model mai robust, și deci la un rezultat final cu un grad mai mare de certitudine al prezicerii proprietății rocilor.

Abordarea folosită la nivelul zăcămintelor de vârstă Cretacic Superior poate fi folosită ca metodologie de referință și poate fi extrapolată în zăcămintele cu caracteristici similare atât din zona de offshore (pe mare) cât și din zona de onshore (pe uscat).

Nu în ultimul rând un aspect foarte important rămas deschis la acest moment este cel legat de zăcămintele din zona de apă adâncă. Aici există deja un model de proprietăți având la bază seismică 3D de ultimă generație, iar săparea sondelor noi de exploatare va confirma sau nu acuratețea acestuia. După finalizarea forajului și punerea în producție a sondelor noi se poate realiza o analiză comparativă a celor două tipuri de zăcămintele, pentru a vedea similitudinile și diferențele dintre cele două, atât din punct de vedere geologic, cât și din punct de vedere foraj sau producție. Această comparație ar ajuta nu doar pentru a se vedea provocările întâlnite în tipuri diferite de rezervor, ci și pentru îmbunătățirea

procedurilor sau a modalităților de abordare a diferitor situații, funcție de lecțiile învățate pe parcursul exploatarei.

De asemenea, zăcămintele de gaz din zona de apă adâncă reprezintă așa cum am menționat și în cuprinsul tezei un candidat ideal pentru realizarea de seismică 4D, deoarece fluidul cantonat (gazul) și momentul achiziției seismice 3D înainte de începerea producției sunt elemente cheie pentru succesul unei analize de acest fel. Astfel, că realizarea unei noi achiziții seismice după o anumită perioadă de producție ar putea fi o premieră pentru România, și ar putea deschide noi perspective pentru îmbunătățirea înțelegerii avansării fluidelor în zăcământ, așa cum se întâmplă în alte zone ale lumii precum Marea Nordului. Analiza fezabilității unui astfel de studiu, sau a rezultatelor lui este un alt aspect important ce poate duce la îmbunătățirea exploatarei zăcămintelor din platforma continentală a Mării Negre.

Deși cadrul global este acela al unei tranziții energetice către surse de energie mai curate, eventual regenerabile, exploatarea hidrocarburilor din zona studiată este de importanță deosebită pentru țara noastră deoarece resursele cantonate aici ajută la creșterea sustenabilității industriei hidrocarburilor, precum și la asigurarea independenței noastre energetice. În acest context, îmbunătățirea proceselor de extracție a hidrocarburilor din bazinul Mării Negre reprezintă un subiect de interes atât pentru momentul actual cât și pentru viitorul apropiat. Munca depusă pentru îmbunătățirea acestui aspect prezentat în cadrul acestei teze de doctorat a fost confirmată de rezultatele bune ale ultimelor sonde săpate în zonă, care nu doar că au produs bine, ci continuă să producă bine în continuare, unele dintre ele chiar mai bine decât a fost estimat inițial de către inginerul de zăcământ. Astfel este important să continuăm această abordare multidisciplinară integrată și pe viitor, pentru a asigura identificare și săparea de sonde noi care să asigure necesarul energetic al țării.

Tot din perspectiva tranziției energetice, în care companiile caută modalități sustenabile de producere a hidrocarburilor, dar se orientează și către protejarea mediului prin accesarea energiei geotermale sau modalități de CCS ("*Carbon Capture and Storage*"), este foarte important să menționez că o mare parte din cunoștințele abordate în această lucrare pot fi adaptate și folosite în această direcție. Astfel, înțelegerea mediilor depozitionale și a proprietăților rocilor, realizarea de modele geologice 3D, integrarea datelor din seismică vor fi mereu de actualitate, fie că este vorba de săparea sondelor pentru extracția hidrocarburilor, sondelor geotermale sau a celor folosite pentru injecția carbonului în vederea stocării sale în subteran.

Bibliografie

1. **Anastasiu, N.** (Aprilie 2016) – „Hidrocarburile din Marea Neagră-între provocări și riscuri“, *revista Academica*;
2. **Avram, L.** (1996) - „Foraje speciale și foraj marin“, Editura Tehnică, București;
3. **Bahrami, N., Pena, D., Lusted, I.** (2015) – „Well test, rate transient analysis and reservoir simulation for characterizing multi-fractured unconventional oil and gas reservoirs“, *Journal Petrol Explor Prod Technologies*; (figura sonde și stress)
4. **Batistatu V. M.** (2000) - „Analiza cantitativă a bazinelor sedimentare“, Editura Universității din Ploiești;
5. **Batistatu V. M.** (2004) -suport de curs „Oil traps sedimentary and structural outlines“;
6. **Beca, C., Prodan** (1983) - „Geologia zăcămintelor de hidrocarburi“, Editura Didactică și Pedagogică, București;
7. **Bega Z., Ionescu G.,** (September 2019) – „Neogene structural styles of the NW Black Sea region, offshore Romania“, *The Leading Edge-Special Section Black Sea*, pag 1082-1089;
8. **Benton J.** (1997) - „Exploration History of the Black Sea Province“;
9. **Black Sea Oil & Gas SRL** (2019) - „Proiectul de Dezvoltare Gaze Naturale Midia- Plan de implicare a părților interesate (SEP)“
10. **Black Sea Oil & Gas SRL** – „Proiectul de Dezvoltare Gaze Naturale Midia-Raport Suplimentar de Informare și Evaluare Socială și de Mediu“
11. **Cataraiani R., Iosif R., Dragomir A. SPE Petrom, Perez D., SPE, Schlumberger, et al.,** (2010), - "Multidisciplinary Workflow applied to Multiple Stage Hydraulic Fracturing of Horizontal Wellbores: Evolving the Process in the Lebada Field, Black Sea", *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Barcelona, Spain, SPE 130786*;
12. **Chiriac A.A., Saquib L., Sauter J.P., OMV Petrom, Albu M., Halliburton,** (2019) - “Successful Multistage, Hydraulically-Propelled Stimulation through Gas Lift Completion Leads to Remarkable Capex Savings Offshore“, *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE*, , SPE-197544-MS;
13. **David R. D. Botte** (2017) - „The geological history of the Istria ‘Depression’, Romanian Black Sea shelf: tectonic controls on second-/third-order sequence architecture“, *Geological Society London Special publications*;
14. **Deliu G., Baleanu I., Vasiliu G., Supeala G., Petrom S.A., Adamnache I., Adamnache Petrong,** (1996) - “Case History of a Low Permeability Cretaceous Offshore Reservoir Developed Using Horizontal Wells-Lebada East, Romania First Part: Geology, Reservoir Description and Performance Prediction“, *International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, Canada, SPE-37134*;
15. **Dinu, F.** (2013) - „Extracția și Prelucrarea Gazelor Naturale“, Editura Universității PetrolGaze din Ploiești;
16. **Dinu C., Wong H.K., Tambrea D., Matenco L.** (2005) - „Stratigraphic and structural characteristics of the Romanian Black Sea shelf“, *Tectonophysics*, pag 417 – 435;
17. **Dinu C; Mocanu V** (2002) – „Geology and tectonics of the Romanian Black Sea shelf and its hydrocarbon Potential“;
18. **Dulev P., Fogg A.** (September 2019) - „Old dogs and new tricks; unlocking the hydrocarbon potential of the Romanian Black Sea: Ana and Doina gas fields and the role of inversion in derisking“, *The Leading Edge-Special Section Black Sea*, pag 1090-1096;
19. **Egon T. Degens, How King Wong & Martin G Weisner** (July 1986) - „The Black Sea Region: Sedimentary facies“, *Tectonics and Oil Potential*; S 127-149, Hamburg;
20. **Georgiev G.,** (2012) – „Geology and Hydrocarbon Systems in the Western Black Sea“, *Turkish Journal of Earth Sciences (Turkish J. Earth Sci.)*, Vol. 21 , pag. 723–754;
21. **Grubac G., Patrascu R., Janiczek, P., and Bartłomiej K.** (2020) - "Successful Mitigation of Fracture Hits in High-Pressure Stimulation using Bottomhole Gauges and an Optimized Engineering Design, Offshore Black Sea“, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, SPE-201422-MS*;
22. **Grubac G., Conrad J., Janiczek, P., Dragomir, A., McGarvey, S.,** (2022) - „Maximizing Stimulation Efficiencies in Offshore Multistage Completions, Black Sea, Romania“, *SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition; SPE-205243-MS*;

23. **Ionescu G.**, (2001) - "Modele faciale ale formațiunilor paleogene Gabriel Ionescu pe șelful nord-vestic al Mării Negre", teză de doctorat, Universitatea București;
24. **Ionescu G., Sisman M., Cataraiani R.** (2002) - „Source and reservoir rocks and trapping mechanism on the Romanian Black Sea shelf” In: *C. Dinu and V. Mocanu (eds.), Geology and Tectonics of the Romanian Black Sea Shelf and its Hydrocarbon Potential, Bucharest Geoscience Forum, Special Volume 2*, 67-83;
25. **Khriachevskaia O., Stobva S., Popadyuk I.** (September 2019) - „Hydrocarbon prospects in the Western Black Sea of Ukraine”, *The Leading Edge-Special Section Black Sea*, pag 1024-1029;
26. **Krezsek C., Bercea R., Seghedi A., Tari G.** (2016) - „Cretaceous Depositional Systems and Tectonic Evolution of the Romanian Black Sea”, *AAPG Field Trip Guide*;
27. **Krezsek C., Bercea R., Tari G., Ionescu G.** (2017) - „Cretaceous sedimentation along the Romanian margin of the Black Sea: inferences from onshore to offshore correlations”, *Petroleum Geology of the Black Sea. Geological Society, London, Special Publications*;
28. **Marcu M.** (2012) - „Extracția petrolului-notiuni fundamentale”;
29. **Morariu D. C.** (2020) - „Capcane Subtile in Sistemele Petroliere din Romania”, Academia Română;
30. **Moroșanu I.** (2012) - „The hydrocarbon potential of the Romanian Black Sea continental plateau”, *Romanian Journal of Earth Sciences*, vol. 86, pag. 91-109,
31. **Moroșanu I.** (2007) - „Romanian Continental Plateau of the Black Sea/ Tectonic-Sedimentary Evolution, Hydrocarbon potential”;
32. **Munteanu I., Dinu C.** (2018) - „Tectonics of the Western Black Sea back-arc basin as revealed by the architecture of its sedimentary fill”, *AAPG, Barcelona*;
33. **Munteanu I., Matenco L., Dinu C., and Cloetingh S.** (2011) - „Kinematics of back-arc inversion of the Western Black Sea Basin tectonics”, *Tectonics, VOL.30*;
34. **Munteanu I.** (2012) - „Evolution of the Western Black Sea: kinematic and sedimentological inferences from geological observations and analogue modelling”, teză de doctorat, Universitatea din Amsterdam;
35. **Niculescu B., Andrei G.**, (2018) - „Formation evaluation challenges in Pliocene gas-bearing reservoirs from the Romanian Western Black Sea shelf”, *AG – 4th International Conference on Applied Geophysics*;
36. **Olaru R., Ungureanu C.** (2014) - „Understanding of the Petroleum System(s) of the Western Black Sea: Insights from 3-D Basin Modeling*”, *AAPG ICE*;
37. **Olaru-Florea R., Ungureanu C., Krezsek C.** (July 2018) - „3D basin modeling of Oligocene-Miocene Maikop source rock offshore Romania and in the Western Black Sea”, *Journal of Petroleum Geology*;
38. **Prundeanu I.M., OMV Petrom, Chelariu C.**, “Alexandru Ioan Cuza” University of Iasi, **Contreras Perez D.R.** OMV Middle East & Africa (2021) - “Elemental geochemistry of the Upper Cretaceous reservoir and surrounding formations applied in geosteering of horizontal wells, Lebada Field – Western Black Sea”, *IFP Energies nouvelles*;
39. **Rosu I.C. (Mitrea), V. Batsistatu, I. Lungu** (2021) - „The Petroleum System from the western Black Sea, Romania”, *MATEC Web Conferences, 10th International Conference on Manufacturing Science and Education - MSE 2021*, Universitatea Lucian Blaga Sibiu;
40. **Rosu I.C. (Mitrea), C. Dinu, V. Batsistatu** (2022) - „Hydrocarbon trap types of the Black Sea Offshore Romania”, *22nd SGEM International Multidisciplinary Scientific GeoConference* ;
41. **Rosu I.C. (Mitrea), R. Cataraiani, M. Banu, S. Shirzadi, W. Renkema, O. Hausberger, M. Morosini, G. Grubac** (November 2021) - „Development of Tight Upper Cretaceous Reservoirs in Offshore Black Sea Adds Life to a Mature Asset” *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, SPE-207428-MS;
42. **Robinson A.G., ed.** (1997) - „Regional and petroleum geology of the Black Sea and surrounding region”, *AAPG Memoir 68*;
43. **Stănescu V.** (1983) - „Formarea petrolului și a zăcămintelor de petrol”, Editura Tehnică, București;
44. **Seghedi A.** (2008) - „Cadrul Geologic și structural al terenurilor din jurul Mării Negre, cu privire specială asupra marginii nord-vestice”, *Hazard Natural: Evenimente Tsunami în Marea Neagră*, pag 11-26;
45. **Serghei A.** (2012) - „Palaeozoic Formations from Dobrogea and Pre-Dobrogea – An Overview”, *Turkish Journal of Earth Sciences (Turkish J. Earth Sci.)*, Vol. 21, pag. 669–721;
46. **Simmmons M.D., Tari G., Okay A.** (2018) - „Petroleum geology of the Black Sea: introduction”, *Geological Society, London, Special Publications*, 464, pag. 1–18;
47. **Sofonea R., Spinu S., I.C. P.T. CAMPINA - PETROM S.A., Smocot I., PETROM S.A., Tabanescu V., PEROMAR Romania, and Adamache I., ADAMACHE PETROENG Ltd.**, (1996) - “Horizontal

Drilling Makes Possible the Development of Lebada East Oil Field- Upper Cretaceous Formation in the Romanian Continental Shelf of the Black Sea Second Part: Drilling, Completion, and Production Operations”, *International Conference on Horizontal Well Technology*, Calgary, Alberta, Canada, SPE-37135

48. **Stoicescu M.** (2008) „Hidraulică aplicată”, *Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești*;
49. **Stoicescu, Maria, Ionescu, E.M.** (2014) – Romanian Achievements in Petroleum Industry, CBU International Conference on Innovation, Technology Transfer and Education, Feb. 3-5, 2014, Prague, Czech Republic, WWW.CBUNI.CZ, OJS.JOURNALS.CZ, p. 134 – 141
50. **Tambrea D.** (2017) - „Analiza de subsidență și evoluția tectonic-termică a Dpresiunii Istria (Marea Neagră). Implicații în generarea hidrocarburilor”, Teză de doctorat, Universitatea București;
51. **Tari G., Menlikli C., Derman S.** (October 2010) - „Deepwater play types of the Black Sea: a brief overview”, *AAPG Conference, Kiev*;
52. **Tocan I.** (1988) - „Extracția petrolului. Pregătirea sondelor pentru exploatare și punerea în producție”, Editura Tehnică București;
53. **Vasilui E.** (2009) - suport de curs „Geochimia”;
54. **Xodus Group pt Black Sea Oil** - „Studiu FEED la Proiectul Dezvoltare Gaze Naturale Midia”, (*Raport ESIA*);
55. **Whitcombe D. N., P. A. Connolly, Roger L. Reagan, and Terry C. Redshaw,** (2002) - "Extended elastic impedance for fluid and lithology prediction," *GEOPHYSICS* 67: pag. 63-67.
56. **Suport de Curs ICDG -UPG**
57. **Curs geologia petrolului-** [\[www.fisierulmeu.ro\]](http://www.fisierulmeu.ro) **Geologia petrolului - Curs-1** | [Bernadetta Fetenko - Academia.edu](http://Bernadetta.Fetenko-Academia.edu)
58. [Hydrocarbon Traps | Geology In](#)
59. [Oil Rig Types by Tally Harry-Thomas for Aberdeen Drilling School \(creativepool.com\)](#)
60. [Offshore Drilling Rigs Types in Oil & Gas - Drilling Manual](#)
61. [Introduction to a Jack Up Rig | Drilling Formulas and Drilling Calculations](#)
62. [CAPITOLUL 5 \(cmu-edu.eu\) -Rezumat teza de doctorat](#)
63. <https://packersplus.com/en/solutions/multi-stage-systems>
64. [VSP \(bjv-3ddesign.com\)](#)
65. [HartaEDE iulie2023.pdf \(namr.ro\)](#)
66. [Platformă petrolieră marină - Wikipedia](#)
67. [dacoromania-alba.ro/nr60/inceputurile activitatii petroliere.htm](http://dacoromania-alba.ro/nr60/inceputurile_activitatii_petroliere.htm)
68. <https://historia.ro/sectiune/general/istoria-primului-sistem-de-exploatare-petroliera-2292639.html>
69. [Zăcămintele de gaze naturale din Marea Neagră: bonanza sau fata morgana? - Gaz de România \(gazderomania.ro\)](#)
70. <https://www.ziuaconstanta.ro/diverse/stiri-calde/petrom-si-exxon-au-inceput-forajul-la-mare-adancime-in-marea-neagra-85154-354457.html?print>
71. <https://www.slideserve.com/nash-burks/petroleum-system-processes>
72. <https://ro.wiktionary.org/wiki/Fi%C8%99ier:Black-Sea-NASA.jpg>
73. <https://onepetro>.