



AGJENCIA KOMBËTARE E BURIMEVE NATYRORE
NATIONAL AGENCY OF NATURAL RESOURCES

BURIMET HIDROKARBURE

MUNDËSITË E KËRKIMIT DHE
PRODHIMIT NË SHQIPËRI

Përmbajtja

I.	PËRMBLEDHJE E PËRGJITHSHME	2	
1.1	Gjeografia	3	
1.2	Historia.....	4	
1.3	Infrastruktura	4	
1.4	Qeveria dhe sistemi politik	4	
1.5	Informacion i përgjithshëm.....	4	
II.	STRUKTURA GJEOLOGJIKE E PËRGJITHSHME E SHQIPËRISË	6	
III.	TEKTONO - STRATIGRAFIA.....	7	
3.1	Ciklet Para Alpine (Ordovician-Permian)	8	
3.2	Cikli Alpin (Triassic-Quaternary)	8	
IV	SISTEMI I INDUSTRIË SË NAFTËS.....	14	
4.1	Shkëmbinjtë Burimorë	15	
4.2	Rezervuarët	17	
4.3	Mbulesat.....	18	
4.4	Kurthet Gjeologjike	18	
V.	POTENCIALI I HIDROKARBUREVE NË SHQIPËRI-HISTORI E SHKURTËR E KËRKIMEVE	20	
5.1	Të dhënat e disponueshme	24	
5.2	Potenciali i Hidrokarbureve	25	
	Gaz/naftë termogjenike	27	
	Gaz biogjenik.....	27	
VI.	PËRMBLEDHJE E KUADRIT LIGJOR PËR KËRKIMIN DHE PRODHIMIN E NAFTËS.....	33	
	Kuadri Ligjor	34	
6.1.	Kushtet dhe Termat e Marrëveshjeve me Ndarje Prodhimi	34	
6.2	Klauzolat Teknike	35	
6.3	Mbulimi I kostove dhe ndarja e Fitimit të Naftës.....	36	
6.4	Dispozita të ndryshme	36	
6.5	Termat dhe kushtet kryesore për aplikim sipas PSC.....	37	

1

PËRMBLEDHJE E PËRGJITHSHME

1. GJEOGRAFIA

Shqipëria ndodhet në juglindje të Europës, në bregun lindor të Detit Adriatik, e kufizuar me Malin e Zi dhe Kosovën në veri, Maqedoninë në lindje dhe Greqinë në jug, ndërsa në perëndim kufizohet nga Deti Adriatik dhe Deti Jon (Fig. 2). Shqipëria përbëhet nga dy rajone kryesore: një rajon malor (në veri, lindje dhe jug) që përbën rreth 70% të sipërfaqes së tokës, dhe një rajon fushor bregdetar në perëndim, i cili përfshin pothuajse të gjithë tokën bujqësore të vendit dhe është zona më e populluar e Shqipërisë. Vendi karakterizohet nga një klimë mesdhetare me verë të nxehtë e të thatë, ditë të gjata me diell, dimër të butë dhe reshje të bollshme. Mesatarja vjetore e reshjeve është rreth 1,300 mm.

1.2 HISTORIA

Shqipëria, dikur pjesë e Ilirisë në kohët e lashta dhe më vonë e përfshirë në Perandorinë Romake, u sundua nga Perandoria Bizantine nga viti 535 deri më 1204. Aleanca e krerëve shqiptarë (1444–1466) nuk arriti të ndalonte përparimin e osmanëve, dhe vendi mbeti nën sundimin e tyre, të paktën në mënyrë nominale, për më shumë se katër shekuj, deri më 28 nëntor 1912, kur shpalli pavarësinë. Nga fundi i vitit 1944 deri në vitin 1990, Shqipëria jetoi nën një regjim komunist. Që prej vitit 1991, në vend është vendosur një sistem demokratik.

1.3 INFRASTRUKTURA

Sistemi Hekurudhor: Sistemi hekurudhor shqiptar po i nënshtrohet një procesi tërësor rinovimi në mbarë vendin. Aktualisht, gjatësia totale e rrjetit hekurudhor është 447 km.

Portet dhe Gjiret: Durrës, Sarandë, Shëngjin, Vlorë.

Aeroportet: Aeroporti Ndërkombëtar “Nënë Tereza”, Tiranë,
Aeroporti Ndërkombëtar “Zayed – Flatrat e Veriut”,
Aeroporti Ndërkombëtar i Vlorës

1.4 QEVERIA DHE SISTEMI POLITIK

Shqipëria është një republikë parlamentare. Kuvendi me 140 deputetë zgjidhet çdo katër vjet përmes zgjedhjeve të përgjithshme. Sipas Kushtetutës, Kuvendi zgjedh Presidentin për një mandat pesëvjeçar.

Presidenti emëron Kryeministrin, kreun e Këshillit të Ministrave, ndërsa ministrat dekretohen nga Presidenti mbi rekomandimin e Kryeministrit dhe miratohen nga Kuvendi.

Vendi është i ndarë në 12 qarqe dhe 61 bashki; prefektët emërohen nga Këshilli i Ministrave, ndërsa kryetarët e bashkive zgjidhen drejtpërdrejt nga qytetarët çdo katër vjet. Sistemi gjyqësor përbëhet nga Gjykata Kushtetuese, Gjykata e Lartë, gjykatat e apelit dhe gjykatat e shkallës së parë.

1.5 INFORMACION I PËRGJITHSHËM

Popullsia: rreth 2.4 milion;

Sipërfaqja: 28,780 km², rreth 70% e territorit është malor, ndërsa pjesa tjetër përbëhet nga zona kodrinore dhe fushore. Malet ndodhen kryesisht në pjesën lindore të vendit, me majën më të lartë Korabin (2,750 m mbi nivelin e detit). Zonat fushore shtrihen përgjatë bregdetit në perëndim.

Kryeqyteti: Tirana është kryeqyteti i Shqipërisë që prej vitit 1920. Popullsia e saj aktuale është rreth 700,000 banorë. Në të njëjtën kohë, Tirana është qendra kryesore administrative dhe tregtare e vendit.

Kufijtë: Shqipëria ka 720 km kufij tokësorë: Kosova 100 km, Mali i Zi 187 km, Maqedonia 151 km dhe Greqia 282 km. Ka gjithashtu një vijë bregdetare prej 362 km.

Monedha: Monedha zyrtare është Lekë (ALL), e cila konvertohet lehtësisht në monedha të tjera. Në kursin e këmbimit, afërsisht 1 EUR = 96 ALL (Dhjetor 2025).



2

STRUKTURA GJEOPOLITIKE E PËRGJITHSHME E SHQIPËRISË

2. STRUKTURA GJEOLOGJIKE E PËRGJITHSHME E SHQIPËRISË

Bazuar në moshën e depozitave të ekspozuara, historia gjeologjike e Albanideve përfshihet në ciklet Para-Alpine dhe Alpine. Ato ndahen në dy njësi kryesore: Albanidet e Brendshme dhe Albanidet e Jashtme.

Albanidet e Brendshme karakterizohen nga një aktivitet i zhvilluar magmatik dhe nga tektonika intensive, e cila ka çuar në formimin e shtytjeve dhe mbulesave tektonike.

Albanidet e Brendshme ndahen më tej, nga lindja në perëndim, në zonat: Korabi, Mirdita (zona kryesore me ofiolite), Alpet Shqiptare dhe Gashi.

Kompresionet tektonike të përmendura më sipër, me shtytje drejt jugperëndimit, formuan dy basene sedimentare post-orogjenike: Basenin e Burrelit në veri dhe Basenin e Korçës në pjesën juglindore të Shqipërisë. Këto depozita mbivendosen në mënyrë transgresive mbi zonën e Mirditës dhe pjesërisht mbi zonën Krasta–Cukali.

Albanidet e Jashtme karakterizohen nga mungesa e aktivitetit magmatik dhe nga modele strukturore më të rregullta në krahasim me Albanidet e Brendshme. Ato janë të ndikuara ndjeshëm nga shtytjet e konsiderueshme të zonave tektonike dhe/ose brezave strukturore drejt perëndimit.

Albanidet e Jashtme, nga lindja në perëndim, përfshijnë: zonën Krasta–Cukali, zonën platformike të Krujës, dhe më tej në perëndim grykën Joniane dhe zonën platformike të Sazanit.

Në veri, Depresioni Peri-Adriatik mbivendoset mbi zonën Joniane dhe pjesërisht mbi zonën tektonike të Krujës. Në drejtim të perëndimit, në det të hapur, Depresioni Peri-Adriatik bashkohet me Basenin e Adriatikut Jugor, i cili mbivendoset mbi zonën Preapuliane (Sazani) dhe Platformën e Apulisë (Fig.1.2).

3

TEKTONO - STRATIGRAFIA

3 TEKTONO - STRATIGRAFIA

Bazuar në moshën e depozitave të ekspozuara, historia gjeologjike e Albanideve përfshihet në ciklin para-Alpin (Ordovician–Devonian–Karbonifer–Permian) dhe në ciklin Alpin (Triasik–Kuaternar). Këto dy cikle ndahen nga tektonogjeneza e Ciklit Variskan (në fund të Paleozoikut), e cila vihet re në zonat Korabi, Gashi dhe Mirdita (“Alpet Shqiptare”).

3.1 Ciklet Para-Alpine (Ordovician-Permian)

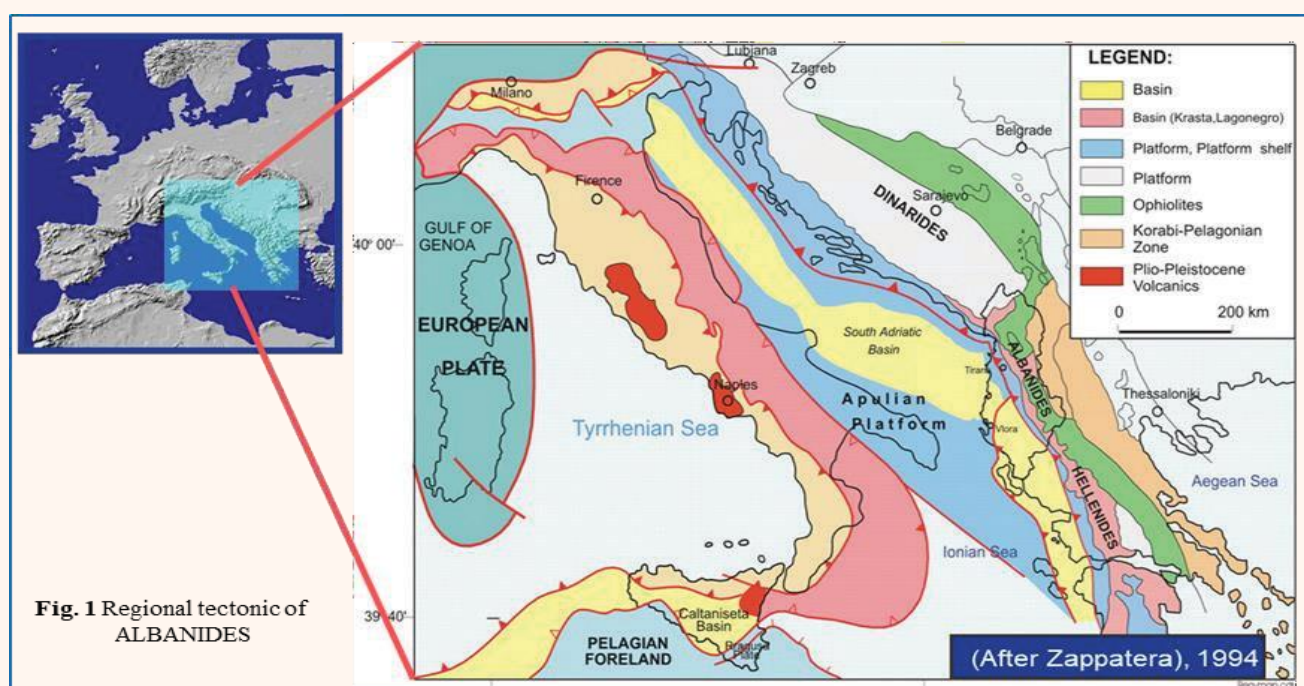
Gjatë periudhës Ordovician–Permian, zona e Korabit përfaqëson një mjedis detar me kushte kryesisht pelagjike të basenit, ku u depozituan argjila, siltstone dhe strall radiolaritike, si dhe gëlqerorë me tentakulite.

Në fund të Permianit, zonat tektonike të Korabit, Gashit, Mirditës dhe Alpeve Shqiptare iu nënshtruan palosjes, tektonizimit dhe daljes në sipërfaqe si rezultat i tektonogjenezës Variskane.

3.2 Ciklet Alpine (Triassic-Quaternary)

Ky cikël fillon me vendosjen transgresive të rërave dhe konglomerateve të suites “Luma” (në fund të Permianit–Verfenianit) mbi depozitat më të vjetra.

Depozitat e njësisë litologjike ‘Luma’ u formuan nga prurjet intensive të materialit klastik në basen. Paralelisht me to, në sektorët më të thellë vazhdoi veprimi i rrymave turbide dhe formimi i ndërthurjeve të rërave dhe konglomerateve me gëlqerorë radiolarianë dhe intraklastikë.



Gjatë periudhës Devoniane, si rezultat i një tektonogjeneze të lehtë, u vunë re lëvizje eustatike të nivelit të detit, të cilat sollën cekëtim dhe thellim të basenit, si dhe një aktivitet vullkanik me natyrë efuzive.

Pas një thellimi relativ në fund të Devonianit dhe gjatë Karboniferit, zonat më lindore tektonike përjetuan lëvizje ngritëse dhe erozion. Në sektorët e tyre të zhytur, për shkak të tektonikës bllok, vazhdoi sedimentimi pelagjik (Karbonifer–Permian) me përbërje argjilore–silicioze–karbonatike, ndërsa herë pas here u ndeshën edhe rërë kuarcoze, konglomerate dhe gëlqerorë biointraklastikë.

Prania e avullimeve në zonën Joniane dhe në njësinë e Dibrës (zona e Korabit) tregon për kushte deti të cekët dhe lagunare me kripësi të lartë. Pas sedimentimit të serive terrigjene dhe evaporitesh të Permian–Verfenianit, gjatë kohës së Verfenianit dhe Anisianit, sedimentimi në kushte deti të hapur dhe të cekët i depozitave terrigjeno–karbonatike vazhdoi në zonat lindore.

Në fund të Anisianit, me ndarjen triasike të Pangeas, filloi ndarja tektonike Apuliane dhe Pannoniane, duke çuar në formimin e Oqeanit Vardar si pjesë e Oqeanit Tetis. Ky proces shoqërohej me një aktivitet të fuqishëm vullkanik dhe subvullkanik.

Në fund të Anisinianit, thellimi i përgjithshëm i basenit u pasua nga diferencimi i tij, i cili pasqyrohet në sedimentimin pelagjik dhe neritik gjatë Ladinianit. Gjatë kësaj kohe, zonat e Korabit dhe Krasta-Cukali u individualizuan si grykëza me sedimentime pelagjike të gëlqerorëve biomicritikë dhe stralle radiolarë dhe kafshë pelagjike detare, ndërsa zonat e Mirditës dhe Alpeve Shqiptare u paraqitën si shkëmbinj të cekët me sedimente biomicritike dhe biospotitike, si dhe karbonate rife dhe para-rife, ku lulëzuan algat dhe koralet.

Në Triasikun e sipërm, kushtet e sedimentimit të Ladinianit ruhen. Në zonat e Mirditës dhe Alpeve Shqiptare (pas erozionit) u formuan shtresa të fuqishme gëlqerorësh me megalodonte dhe alga.

Në zonat e Jonit dhe Sazanit, këto depozita (Triasiku i Sipërm) përfaqësohen nga dolomite dhe gëlqerorë dolomitike të facies neritike. Në zonën Joniane, formacioni avullimor u formua nën dolomitet. Në fillim të Jurës së Poshtme (Lias), në zonën Joniane vërehen diferencime në fundin e basenit, të cilat lidhen me formimin e dy facjeve të ndryshme karbonatike:

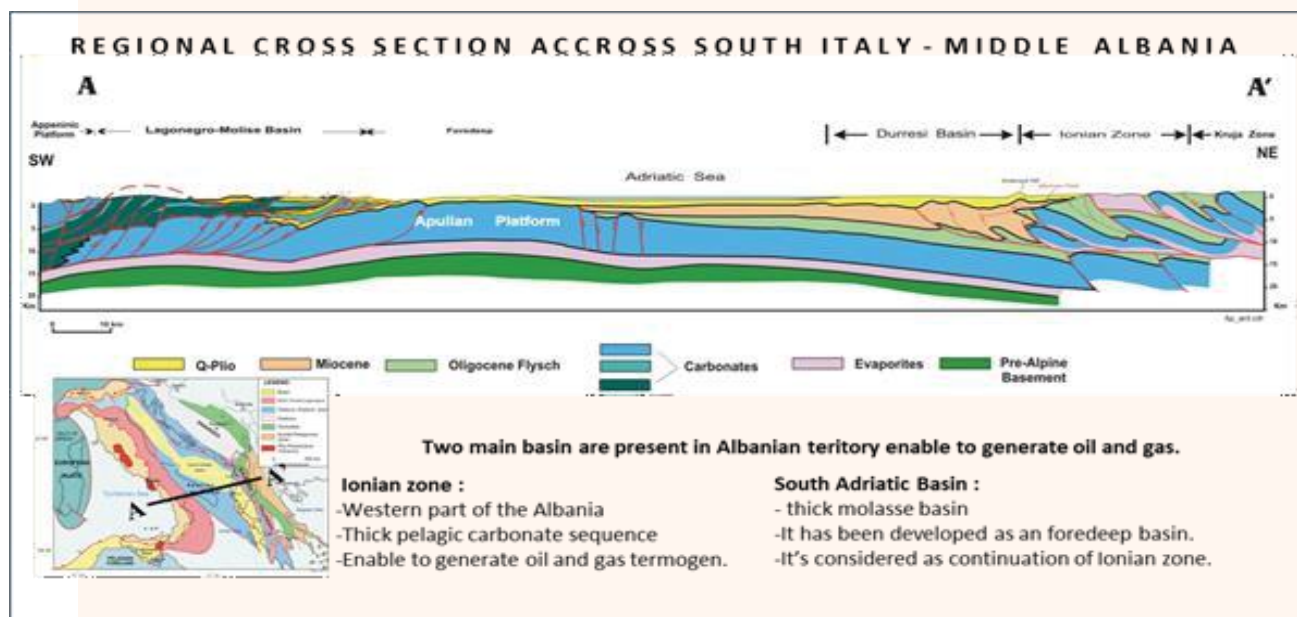
- 1- Facje pelagjik "Delvina" përfaqësohet nga gëlqerorë kristalinë me lente çertash dhe
- 2- Facje neritik "Çika" përfaqësohet nga gëlqerorë algash dhe dolomite.

Në bazën e depozitave Liassike, haset një horizont i dukshëm i argjilave bituminoze.



Fig. 2 Tectonic division of ALBANIDES

Në fillim të Jurës së Poshtme (Lias), në zonën Joniane vërehen diferencime në fundin e basenit, të cilat lidhen me formimin e dy facjeve të ndryshme karbonatike: faciesi pelagjik "Delvina", i përfaqësuar nga gëlqerorë kristalinë me lente çertash, dhe faciesi neritik "Çika", i përfaqësuar nga gëlqerorë algash dhe dolomite.



Në Toarician, diferencimi i fundbasenit të Gropës Joniane bëhet më i dukshëm, duke marrë pamjen e një arkipelagu ishujsh. Në pjesën qendrore të zonës Joniane formohet litofaciesi i shisteve margjinoze me *Possidonia*, ndërsa në të dy anët laterale formohet litofaciesi i gëlqerorëve dhe gëlqerorëve dolomitike me *Ammonite*, i njohur si “*Ammonitico Rosso*”. Ky facies është relativisht më i cekët se faciesi “*Possidonia*”.

Në Jurën e Mesme, në zonën Joniane, përfaqësimi bëhet nga paketa e poshtme çertore, e cila përbëhet nga gëlqerorë me numër të madh çertash, të pasuar nga depozitimi i gëlqerorëve mikritikë dhe biomikritikë të pasur me çerta.

Në Jurën e Sipërme, thellimi i mëtejshëm i Gropës Joniane vazhdon dhe shoqërohet me një rritje të dukshme të materialit silicioz (paketa e sipërme çertore), e cila haset në të gjithë zonën Joniane.

Në Tithonian–Berriassian, thellësia e detit arrin vlerat maksimale, duke mbuluar depozitat Liassike–Neritike. Këto depozita mbivendosen në mënyrë jo të rehatshme mbi gëlqerorët mikritikë–biomicritikë, të pasur me tintinide. Në zonën e Sazanit, depozitat jurasike përfaqësohen nga dolomite dhe gëlqerorë dolomitike.

Gjatë dhe pas Liasit të Vonë, në zonat lindore më të thella, paralelisht me thellimin rajonal që solli deformimin kompleks dhe të diferencuar të zonave Korabi, Mirdita, Gashi dhe Krasta–Cukali, intensifikohet hapja oqeanike dhe nis formimi i ofioliteve.

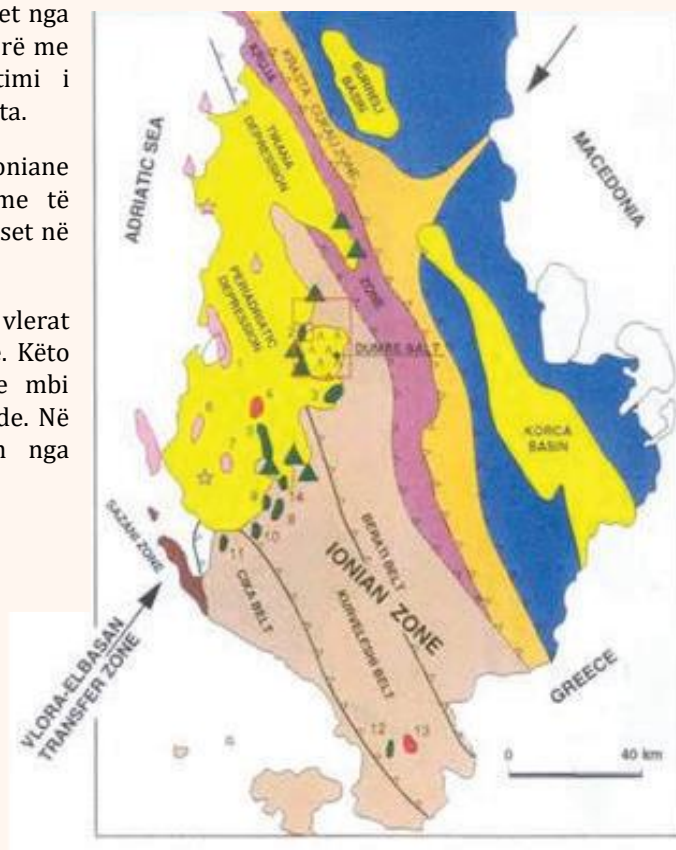


Fig. 3

Në zonën Krasta–Cukali, gjatë Jurës, u formuan silicioze me pamje flamuri, të shoqëruara me bivalve pelagjike. Në zonën e Alpeve Shqiptare, Jura përfaqësohet nga gëlqerorë biomicritikë me *Involutina Liassica*, fragmente krinoidësh dhe detare pelagjike, të ndjekur më sipër nga gëlqerorë mikritikë dhe biomicritikë me carje të holla dhe trupa shkembor strallor.

Në zonat e Korabit dhe Mirditës, depozitat e Jurës së Poshtme përfaqësohen nga gëlqerorë argjilorë me shtresa ndërmjetëse silicioze. Në pjesën e sipërme të seksionit haset niveli i amoniteve të Toaricianit. Ofiolitet me facje plutogjenike dhe vulkanogjenike u formuan në kushte abisale gjatë Jurës së Mesme dhe të Sipërme. Ato hasen në zonën e Mirditës.

Një paketë shumë e kondensuar sedimentesh karbonatike–silicioze u depozitua në të dy anët e kreshtës oqeanike të sapoformuar, e cila lëvizte anash në drejtime të kundërta.

Në Kretakun e Poshtëm, hapja e Atlantikut Jugor detyroi Litosferën Afrikane të zhvendosej drejt lindjes dhe, në kohën e Albanideve, drejt veriut në drejtim të Litosferës Europiane. Ky proces shënon edhe fundin e fazës së zgjerimit të Oqeanit Vardar dhe fillimin e subduksionit dhe kompresionit të tij. Ky subduksion intensiv konsumoi skorjen oqeanike të Oqeanit Vardar, megjithëse disa fragmente të kësaj skorje oqeanike u mbivendosën mbi skajin e pllakës Apuliane.

Tektogjeneza e moshës Jura–Kretak në fazat kryesore tektonike të Albanideve u shoqërua me magmatizëm acidik dhe mezoacidik dhe shkaktoi palosjen dhe shtytjen drejt perëndimit të zonave Korabi, Gashi dhe Mirdita. Kjo fazë pasqyrohet në formacionet e flishit të vjetër të moshës Jura e Sipërme–Kretak i Poshtëm në zonat e Mirditës dhe Korabit, si edhe në nënzonën e Krastës.

Në zonat e Korabit dhe Mirditës, Kretaku i Poshtëm ka natyrë flishoidale dhe përfaqësohet nga ndërthurje margjinoze–ranore–siltoze me konglomerate dhe shkëmbinj sedimentarë vulkanogjenikë. Kretaku i Sipërm përfaqësohet nga gëlqerorë biomicritikë dhe biointraklastë të facjes neritik, si edhe nga gëlqerorë mikritikë, biomicritikë dhe biointraklastë të facjes pelagjik (në zonën e Mirditës).

Në zonën e Alpeve Shqiptare, depozitat kretake përfaqësohen nga gëlqerorë me shtresa me trashesi mesatare deri në shtresa masive, të pasura me rudiste, gastropodë dhe alga, të cilat mbulohen nga gëlqerorë mikritikë dhe margjinozë me copeza silicioze.

Në zonën Krasta–Cukali, Kretaku përfaqësohet nga gëlqerorë klastikë dhe interklaste (Kosore Suite), mbi të cilët qëndron flishi i ri i hiatusit Maastrichtian–Eocen mbi gëlqerorët. Në zonat e Krujës dhe Sazanit, depozitat kretake janë të faciesit neritik dhe përfaqësohen nga dolomite, gëlqerorë dolomitike me rudiste, gastropodë dhe foraminifera.

Në zonën Joniane, Kretaku ka facies pelagjik dhe përfaqësohet nga gëlqerorë porcelanikë, argjilorë dhe argjila bituminoze (Kretaku i Poshtëm), mbi të cilët qëndrojnë gëlqerorë fosfatiko-biomikritikë dhe ndërthurje gëlqerorësh organogjenikë–klastikë dhe pelitomorfikë (Kretaku i Sipërm). Rritja e materialit argjilor tregon se kishte filluar inverzioni dhe seritë regresive të depozitave. Në këtë periudhë, në Albanidet e Jashtme vërehet një lëvizje e kundërt: ndërsa gropa Joniane po përjetonte një ngritje relative, zonat fqinje të Krujës dhe Sazanit po përjetonin një thellim relativ.

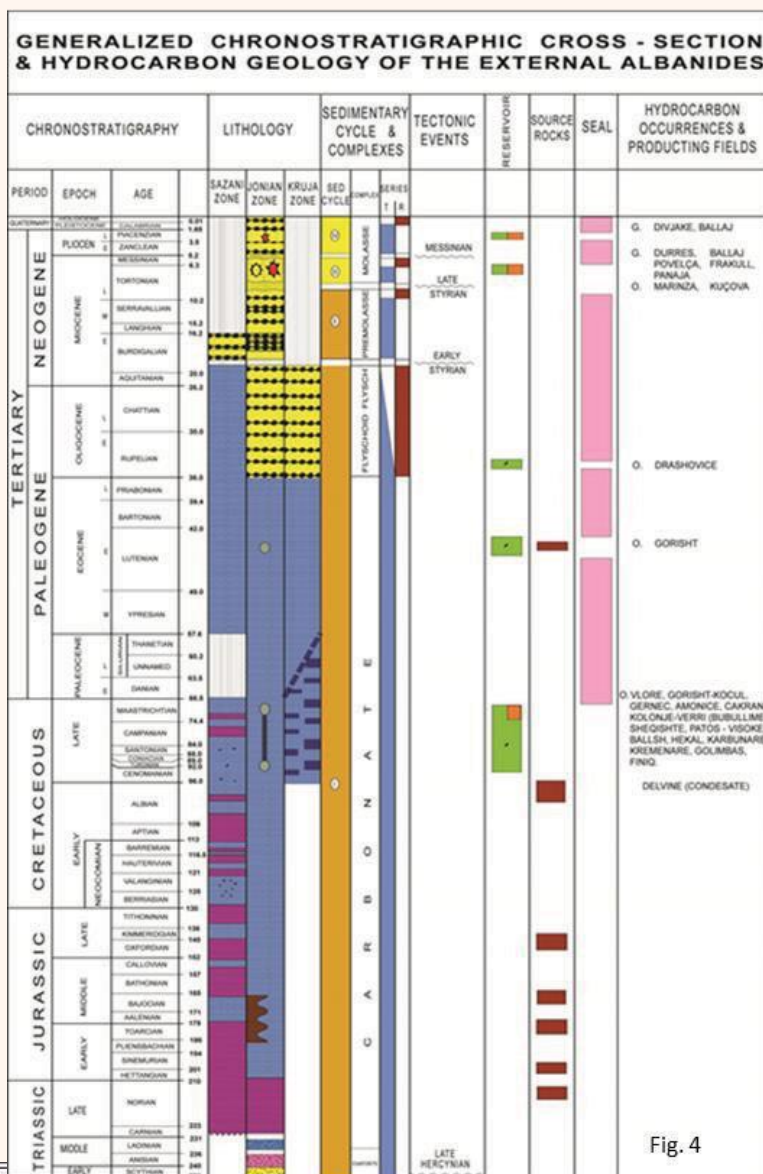


Fig. 4

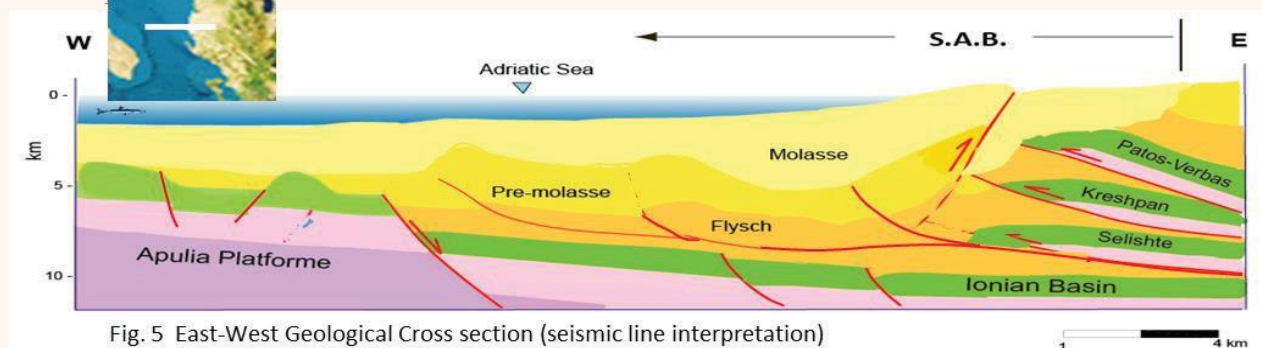
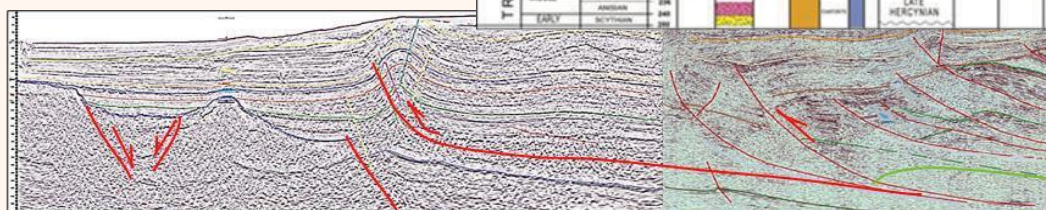


Fig. 5 East-West Geological Cross section (seismic line interpretation)

Në fund të Kretakut (Maastrichtian), filloi tectogjeneza laramike, e cila palosi, tectonizoi dhe transformoi formacionet karbonatike kretake si edhe ato flishoidale të Jura–Kretakut në zonat e Mirditës dhe Krasta–Cukalit, duke i kthyer në zona erozionale. Si pasojë e kësaj, gjatë

Maastrichtian–Paleocen–Eocenit, në zonat Krasta–Cukali dhe Alpet Shqiptare u formua formacioni flishoidal terrigjen me facies pelagjik. Ai përfaqësohet nga ndërthurje argjilore–ranore–margjinoze dhe gëlqerorë turbiditikë, slumpe dhe olistolite të shkëmbinjve të ndryshëm. Në basenin e Korçës, gjatë kësaj kohe u formuan sedimentet me facies hemipelagjik, të përfaqësuara nga ndërthurje konglomeratike–siltoze dhe argjilore. Në zonat Kruja dhe Sazani, si dhe në një masë më të vogël në zonën Joniane, efekti i tektogjenezës laramike pasqyrohet me hiatusin e depozitave Paleocen–Eocen mbi ato më të vjetra. Gjatë Paleocenit në zonën e Krujës dhe gjatë Eocenit në zonën e Sazanit, u formuan gëlqerorët detritalë (biointraklastë) të faciesit neritik, të pasur me miliolide dhe tekstularide.

Gjatë Paleocen–Eocenit, në zonën Joniane, kushtet pelagjike të paleogeografisë së Kretakut të Sipërm ruhen ende, të pasqyruara nga formimi i gëlqerorëve mikritikë dhe ndërthurjet e gëlqerorëve detritalë. (Fig. 3.4).

Në fund të Eocenit të Sipërm, zona Krasta–Cukali u tektonizua dhe doli mbi sipërfaqe, ndërsa në zonat Kruja dhe Joniane filloi sedimentimi i formacionit flish. Në Oligocenin e Poshtëm, rajonet e zonës së Krujës u mbushën me depozita flishi që arritën trashësi 3000–4000 m dhe u fundosën intensivisht, duke u kthyer kështu në “frontin e subduksionit”. Në zonat Kruja dhe Joniane, depozitat Oligocen–Aquitania përfaqësohen nga ndërthurje flish–flishoidale–ranore–siltoze me horizonte slumping nënujore dhe gëlqerorë organogjenikë–klastikë, të cilët trashen dhe bëhen më të ashpër drejt lindjes dhe lart (në nivelet më të reja). Në zonën Sazan, Oligoceni përfaqësohet nga gëlqerorë biomikritikë të faciesit neritik. Chatian–Aquitania përfaqësohet nga argjila karbonatike masive, të cilat qëndrojnë me hiatus mbi gëlqerorët e Kretakut të Sipërm. Zhvillimi strukturor i njësive tektonike të veçanta në Albanidet e Jashtme gjatë Oligocen–Aquitania u intensifikua dhe u shoqërua me reduktime të dukshme të trashësisë së depozitave deri në 10 herë, si në qendrat e sinklinaleve (të përfaqësuara nga flishoidet), ashtu edhe në majat e antiklinaleve (të përfaqësuara nga argjilat).

Në fillim të Oligocenit të Mesëm, zona e Mirditës u ndikua nga tektonika vertikale e grabenit, duke krijuar basenin e Korçës, i cili filloi të përmytej nga deti në sektorët juglindorë. Gjatë Oligocenit dhe Aquitania, në basenin e Korçës u formua formacioni molasik. Është i përfaqësuar nga ndërthurje

ranorësh, konglomeratesh dhe argjilash. Prania e qymyrit tregon kushte lagunare bregdetare.

Së bashku me zgjerimin transgresiv deri në Langhian, i cili pasqyrohet nga shfaqja e marlave në Burdigalian dhe rritja e materialit argjilor etj., baseni ka pësuar lëkundje vertikale tektonike që janë të dukshme në pozicionin e hiatusit të depozitave Aquitania dhe Burdigalian.

Si pasojë e zhvillimit të vazhdueshëm dhe migrimit drejt perëndimit të tektogjenezave, zona e Krujës paloset dhe del mbi sipërfaqe në fund të Oligocenit të Poshtëm. Pjesa lindore e zonës Joniane (brezi i Beratit) përmytet dhe del mbi sipërfaqe në fund të Oligocenit të Sipërm, ndërsa vijë bregdetare vazhdon regresionin e saj drejt perëndimit.

Nga Oligoceni deri në Aquitania, regresioni detar u intensifikua dhe në fund të Aquitania sektorët perëndimorë të zonës Joniane u tektonizuan dhe dolën mbi sipërfaqe, ndërsa majat e strukturave antiklinale u eroduan. Sedimentimi vazhdoi pa ndërprerje në sinklinale.

Gjatë Burdigalianit, deti pësoi transgresion dhe në kushte pelagjike u depozituan marlat, të ndërthurura me argjila marlore, ranorë dhe gëlqerorë me lithothamnion.

Depozitat e këtyre sedimenteve, së bashku me ato të Langhianit dhe Seravallianit, formimi i të cilave në disa vende përfaqësohet nga një ndërtim me dy faza, mbulojnë strukturat karbonatike nëntokësore.

Formimi i premolasave u shoqërua me një zhvillim të theksuar tektonik, i pasqyruar nga krijimi i incidenteve të reja tektonike, intensifikimi i shkallës së shtytjes dhe krijimi i incidenteve tektonike të kundërshtytjes në krahët lindorë të strukturave. Ky zhvillim strukturor–tektonik bëhet më i dukshëm në fazën e tektogjenezës në fillim të Tortonianit, i cili më në fund del mbi sipërfaqe në sektorët qendrorë dhe perëndimorë të zonës Joniane (brezat e Kurveleshit dhe Çikës) si dhe në Depresionin e Korçës. (Fig. 5).

Molasa e Depresionit Peri-Adriatik gjatë Tortonian–Messinian–Pliocenit përbëhet nga një numër i konsiderueshëm mega-sekuencash ranore–argjilore (në drejtim lart). Në disa raste, këto mega-sekuenca bëhen më të plota dhe fillojnë me konglomerate dhe gëlqerorë klastikë me lithothamnion, duke përfunduar me argjila, qymyr ose gips.

Nga juglindja drejt veriperëndimit, trashësia e molasës rritet, duke arritur deri në 5000 m. Përmbajtja e materialit argjilor gjithashtu rritet. Si rezultat i ndryshimit të kushteve sedimentare gjatë Messinianit, në lindje të Depresionit Peri-Adriatik u formua litofaciesi ranor–argjilor, ndërsa në pjesën perëndimore litofaciesi argjilor–gipsor.

Transgresioni Tortonian krijoi basenin e Burrelit, ku u formuan konglomerate, ranorë, siltorë, argjila dhe shtresa qymyri. Para dhe pas formimit të depozitave të Pliocenit, të përfaqësuara nga argjila, ranorë dhe konglomerate, njihen dy faza tektogjeneze, të cilat së bashku me atë para-Tortoniane i dhanë formën përfundimtare elementeve strukturore. Gjatë cikleve molasike, strukturat dhe zinxhirët strukturorë të zonave Joniane, Kruja dhe Sazanit rritën shkallën e shtytjes dhe kundërshtytjes si rezultat i një zhvillimi të fuqishëm tektonik.

Ky fenomen shpesh çoi në formimin e blloqeve tektonike (brenda seksionit karbonatik) me natyrë imbrikacioni, si rezultat i përplasjes së gëlqerorëve të strukturave fqinje, si dhe në maskimin e pjesshëm ose të plotë të strukturave antiklinale të pritura nga avulloret dhe strukturat lindore fqinje.

Në kohën kur depozitat molasike të Depresionit Peri-Adriatik u formuan dhe u palosën, strukturat karbonatike fqinje të zonave Joniane dhe Sazanit, si rezultat i zhytjes intensive të basenit të Adriatikut Jugor, u “absorbuan” drejt veriperëndimit dhe u rotacionuan në drejtim anti-orar, duke rritur shkallën e komplikimit tektonik. Një nga pasojat e këtij procesi është formimi i incidenteve tektonike të kundërshtytjes, të hasura në skajin lindor dhe jugor të Depresionit Peri-Adriatik.

A stylized graphic of a mountain range with three peaks of varying heights, rendered in shades of brown and tan. The number 4 is positioned on the leftmost peak.

4

SISTEMI INDUSTRIJË SË NAFTËS

4. SISTEMI I INDUSTRISE SË NAFTËS

4.1. SHKËMBINJTË BURIMORË

Studimet gjeokimike kanë vërtetuar ekzistencën e disa niveleve të shkëmbinjve burimorë, duke filluar nga Siluri deri në Paleogjen. (Tabela 1).

Në zonën e Sazanit një horizont burimor është ndeshur në pusin Sazani-1, i cili lidhet me shiste bituminozë, dolomitikë të Triasikut të Sipërm me trashësi 10 m. Komponentët maceral tregojnë se lënda organike e këtij horizonti është e tipit II/III, e aftë të gjenerojë hidrokarbure gazore ose gaz të pasur. Vlerat e reflektancës së vitriniteve ($R_o=0.87\%$) tregojnë se kjo lëndë organike është e maturuar. Në zonën Joniane ka dëshmi për disa nivele shkëmbinjsh burimorë, të cilët lidhen me shkistë argjilorë–marlorë–dolomitikë–bituminozë të Triasikut të Sipërm–Kretakut. (Fig. 6)

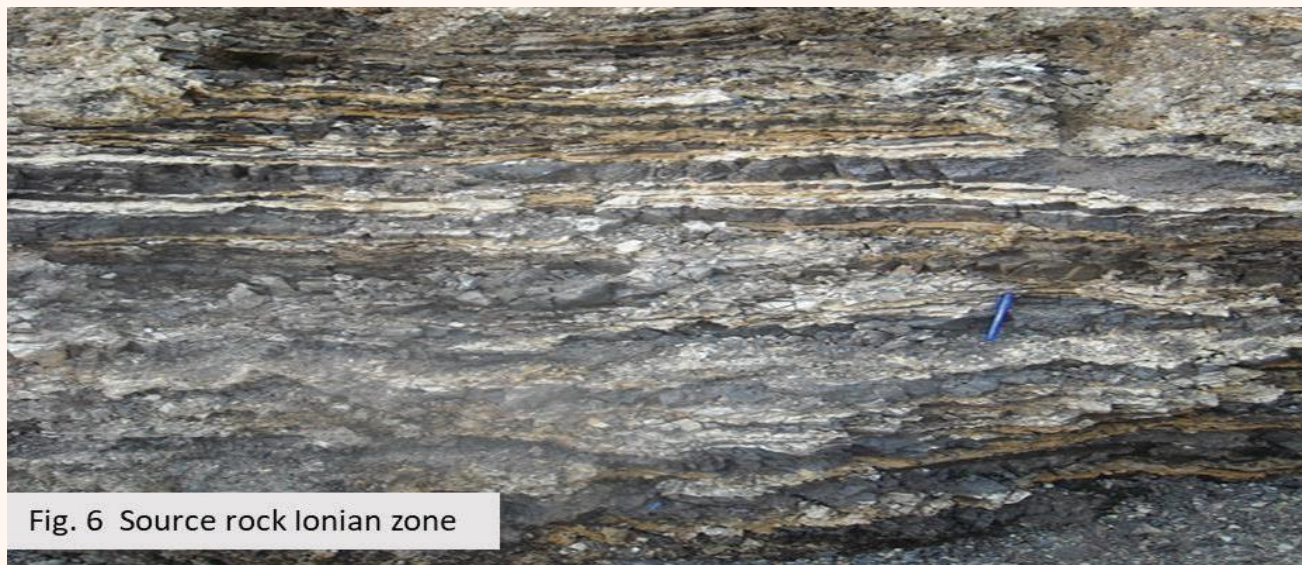


Fig. 6 Source rock Ionian zone

Shkëmbinjtë burimorë të Triasikut të Sipërm–Jurasikut të Poshtëm rezultojnë të kenë vlera të Total Organic Carbon (TOC) nga 4.96% deri në 29.16%. Bazuar në vlerat e Indeksit të Hidrogjenit ($HI=617-778$ mg CH/gr) dhe komponentët maceral, rezultatet tregojnë se lënda organike është e tipit I, e aftë të gjenerojë hidrokarbure të lëngshme. Reflektanca e vitriniteve ($R_o=0.65-0.7\%$) tregon se kjo lëndë organike është e maturuar.

TOC është 0.17–15.66 % për shkëmbinjtë burimorë të Jurasikut. Komponentët maceral të lëndës organike tregojnë se ajo i përket

tipit I–III, e aftë të gjenerojë hidrokarbure të lëngshme dhe gazore.

Vlerat e Vitrinite Reflectance $R_o > 0.5$ tregojnë se lënda organike është e maturuar.

Shkëmbinjtë burimorë të Kretakut me $TOC=0.34-26.1$ %, $HI=272-666$ mgHc/gr i përkasin tipit I/II, të aftë të gjenerojnë hidrokarbure të lëngshme. Vlerat e Vitrinite Reflectance $R_o=0.42-0.53$ % tregojnë se lënda organike është në fazën e maturimit ose e maturuar. Në zonën e Krujës, horizonti burimor është vërtetuar se lidhet me depozitat e Kretakut të Sipërm.

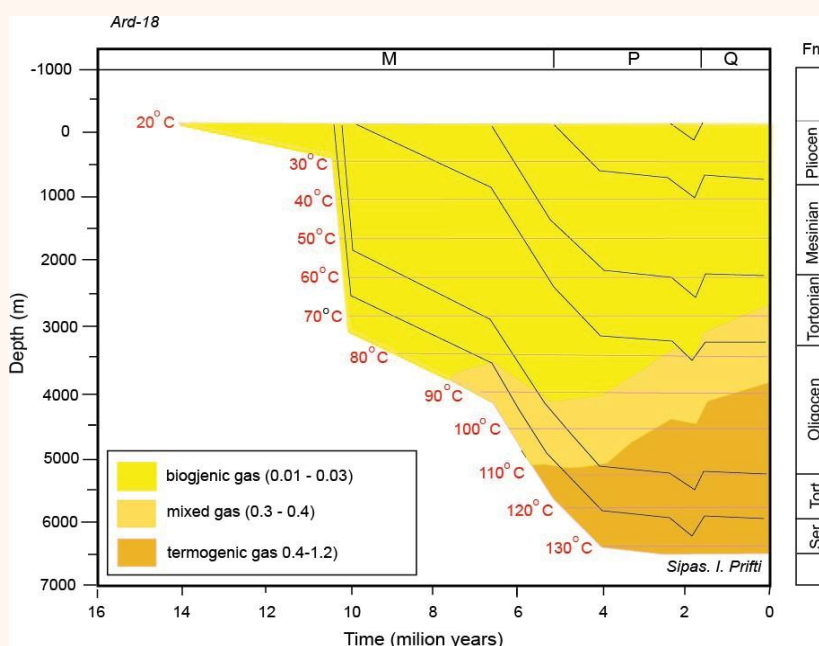


Fig. 7 Hydrocarbon generation in S.A.B (well Ard. 18)

Analizat e kryera për këtë horizont burimor tregojnë se TOC varion nga 0.664 % deri në 1.05 %. Vlerat e Hydrogen Index (HI) si dhe komponentët maceral tregojnë se lënda organike i përket tipit I/II, e aftë të gjenerojë hidrokarbure të lëngshme.

Vlerat e Vitrinite Reflectance $Ro=0.338$ % deri në 0.403 % tregojnë se lënda organike sapo ka filluar procesin e maturimit. Shumë rrjedhje naftë, të hasura në sipërfaqe në zonën e Krujës, vërtetojnë ekzistencën e shkëmbinjve burimorë që kanë gjeneruar hidrokarbure të lëngshme.

Depozitat flish dhe flishoide të zonave të Krujës dhe Jonit, bazuar në komponentët maceral (ku mbizotërojnë komponentët e oksiduar dhe drunorë) si dhe në vlerën mesatare të $HI=71$ mgHc/gr, tregojnë se lënda e tyre organike është e aftë të gjenerojë hidrokarbure gazore.

Vlera e Vitrinite Reflectance $Ro=0.335$ % tregon se lënda organike varion nga faza e pamaturuar deri në fazën kalimtare. Indekset gjeokimike të lëndës organike për depozitat e Tortonianit në Depresionin Peri-Adriatik, si $HI=34.8$ mgHc/g, Vitrinite Reflectance $Ro=0.330$ %, si dhe mbizotërimi i përbërjes së oksiduar dhe drunore, tregojnë se lënda organike e këtyre depozitave është e aftë të gjenerojë gaz me origjinë biogjenike dhe të përzier. Në disa raste, në lëndën organike të këtyre depozitave, vihet re një përmbajtje më e lartë e Liptiniteve me origjinë kontinentale, e cila është e aftë të gjenerojë hidrokarbure të lëngshme të pangopura (kondensat). (Fig. 7)

Indekset gjeokimike të Pliocenit në Depresionin Peri-Adriatik tregojnë ndryshime krahasuar me ato të Tortonianit. Këto ndryshime konsistojnë në rritjen e përbërjes “oksiduar” dhe uljen e përbërjes së Liptiniteve. Lënda organike e depozitave të Pliocenit është e aftë të gjenerojë gaz metan të thatë me origjinë biogjenike.

Tabela 1. Shkëmbinj burimorë në Albanidet

Nr.	Zona	Mosha	Litologjia	Mostra Vendndodhja	TOC (%)	HI MgrH c/gr	Tma x	Kerogen Type	VR/E
1	Sazani	Triasiku Sipërm	Dolom/ Shale	Well	0.16-1.72	162	424	II/III	0.87
1	Jon	Triasiku Sipërm	Shale/Clay/ limes	Outcrop	0.02-38.5	617	416	I	0.54-0.88
2		Jurasiku Poshtëm	Dolomit e Shale	Outcrop	0.0-1-52	450	434	I/II	0.55-0.75
3		Toarcian	Possidoni a Shale	Outcrop	0.09-3.7	588	432	I/II	0.5-0.6
4		Jurasiku Mesëm	Clay	Well	2	505	424	II	0.57
5			Shale	Outcrop	0.04-9.4	508	432	I	0.52
6		Jurasiku Sipërm	Shale	Outcrop	0.03-5.9	520	430	I	0.45-0.57
7		Creta Poshtëm	Shale	Outc/Well	0.02-27	521-700	413	I/II	0.45-0.54
1	Kruja	Creta Sipërm	Dolomite / shale	Outcrop	0.18-4.2	540	427	I/II	0.3-0.4
1	IO,KR,S A PAD	Aquitian/ Burdigal	Clastic	Outc/Well	0.19-1.72	71	434	III	0.4-0.5
2		Tortonian- Pliocene	Clastic	Well	0.05-1.62	34.8	431.5	III	0.330-0.28
1	Krastr- Cukali	Triassic Jurassic	Shale	Outcrop	7.48	85.27	463	III	0.64
2		Cretaceous- Paleogene	Shale	Outcrop	0.5	16.28	455	III	0.52
1	Korabi	Silurian	Black Shale	Outcrop	2.48	0	548		2.747

Në zonën Krasta–Cukali janë vërtetuar dy horizonte burimore. Horizonti i parë lidhet me shkistët bituminozë të Triasikut–Jurasikut ($TOC=7.48$ %), ndërsa i dyti lidhet me shkistët bituminozë të Kretakut–Paleocenit ($TOC=0.5$ %).

Vlerat e Hydrogen Index $HI=85.2-16.28 \text{ mg Hc/gr}$ si dhe përbërja macerale për të dy horizontet tregojnë se lënda organike është e tipit III, e aftë të gjenerojë hidrokarbure gazore. Vlerat e Vitrinite Reflectance $Ro=0.64-0.52 \%$ tregojnë se lënda organike ka arritur fazën e maturimit.

Në Albanidet e Brendshme deri tani është vërtetuar vetëm një horizont burimor, i cili lidhet me shistët e zinj brenda depozitave të Silurit në zonën e Korabit. Indekset gjeokimike të këtij horizonti burimor me $TOC=2.48 \%$, $Ro=2.47 \%$ dhe mbizotërimin e gëlqerorit mikritik në përbërjen macerale të lëndës organike tregojnë se kjo lëndë organike ka gjeneruar tashmë gjithë potencialin e saj, të prirur drejt hidrokarbureve gazore.

Në Albanidet e Brendshme, rrjedhjet e gazit metan, bitumit dhe shumë rrallë rrjedhje naftë të hasura në sipërfaqe (bloqet 8, 7 dhe 1) vërtetojnë ekzistencën e shkëmbinjve burimorë që kanë gjeneruar hidrokarbure gazore dhe të lëngshme. Analizat gjeokimike të kryera për Depresionin e Korçës për Paleocenin–Miozenin e Poshtëm treguan $TOC=0.86 \%$ për depozitat e Paleogjenit dhe $TOC=0.56 \%$ për depozitat e Miozenit të Poshtëm. Komponenti kryesor i lëndës organike, Liptiniti, shfaqet si tip II, i aftë të gjenerojë gaz të pasur, ndërsa vlerat e Vitrinite Reflectance $Ro=0.412-0.453 \%$ tregojnë se lënda organike ndodhet në hyrje të dritares së naftës. Bazuar në historinë e fundosjes së basenit, mund të thuhet se shkëmbinjtë burimorë më të vjetër të Mezozoikut kanë hyrë në dritare gjatë Miozenit të hershëm ($Ro=0.5 \%$). Në Albanidet e Jashtme, ku janë zbuluar fushat e naftës, rezultatet tregojnë se migrimi masiv primar ka ndodhur gjatë Miozenit të Mesëm (nafta të rënda), ndërsa gjenerimi dhe migrimi masiv i naftave të lehta dhe kondensatit ka ndodhur gjatë dhe pas Pliocenit.

4.2. REZERVUARËT

Rezervuarët e naftës dhe gazit janë vërtetuar si në karbonatet detare të thella të zonës Joniane, ashtu edhe në seksionin klastik të Depresionit Peri-Adriatik.

Rezervuari gëlqeror në Shqipëri shtrihet në moshë nga Kretaku deri në Eocen, është praktikisht pa argjilë, masiv dhe përfaqësohet nga gëlqerorë mikritikë dhe klastikë. Rezervuari kryesor në Shqipëri përbëhet nga karbonate të fraktuara (Fig. 9). Duke zbritur nga Eoceni–Paleoceni drejt Kretakut, vihet re se kapaciteti i ruajtjes së rezervuarit përmirësohet ndjeshëm, për shkak të rritjes së porozitetit sekondar, i cili përbëhet nga fraktura dhe poroziteti vuggy. Bazuar në analizat e disa bërthamave të puseve në fushën e naftës së Cakranit, poroziteti i matricës rezulton kryesisht 2.5% , duke arritur deri në një maksimum prej 6% në disa mostra.

Nga matjet e bërthamave të puseve në rezervuarët e Paleocenit që i përkasin zonës Joniane (brezi i Kurveleshit), poroziteti i frakturës ka rezultuar të jetë në intervalin $2.4-2.5 \%$. (Fig. 8)

Rezervuari i Kretakut të Sipërm në zonën e Krujës, i përbërë nga dolomite dhe gëlqerorë dolomitikë, nuk është depërtuar nga asnjë pus, ndaj përshkrimi i tij bazohet në aflorimente. Duke marrë parasysh faktin që këta rezervuarë në Krujë i përkasin faciesit platformik neritik, pritet të kenë veti rezervuarike nga të mira deri në të shkëlqyera. Nga bërthamat e puseve të rezervuarëve të Triasikut të Sipërm–Jurasikut të Poshtëm në zonën e Sazanit, poroziteti efektiv, i përbërë nga poroziteti ndërkristalor, frakturor dhe kavernor, varion nga $2-10.5 \%$. Në rezervuarët e Kretakut të Poshtëm (zona e Sazanit), poroziteti frakturor dhe ndërkristalor varion nga $2.6-7.9 \%$, ndërsa për rezervuarët e Paleocenit–Eocenit poroziteti frakturor varion nga $0.9-1.3 \%$.



Nga bërthamat e puseve të rezervuarëve të Kretakut të Sipërm në pusin A4-1x, poroziteti i matricës dhe poroziteti kavernor kanë rezultuar përkatësisht 4.3–10 % dhe 6–7 %. Ndërkohë, në rezervuarët e Kretakut të Sipërm të Platformës Apuliane, të përbërë nga gëlqerorë dolomitikë në pusin A5-1x (Blloku JONI-5), poroziteti total ka arritur në 13.6 %.

Në disa fusha naftë në pjesën qendrore të Shqipërisë, rezervuarët lidhen me ranorët deltaikë të Miozenit, me porozitet që varion nga 10–30 % dhe permeabilitet 200–2000 md, si në fushat Marinzë, Patos dhe Kuçovë. Ndërkohë, rezervuarët në fushat e gazit të Depresionit Peri-Adriatik lidhen me ranorë molasik të Miocenit të Vonë (Tortonian–Messinian) ose me ranorë turbiditikë të Pliocenit, me porozitet që varion nga 12–37 %. (Fig. 9,14)

4.3. MBULESAT

Depozitat flish dhe flishoide të Oligocenit–Miocenit janë vërtetuar si seal shumë efektive në fushat ekzistuese të naftës në zonën Joniane. (Fig. 9)

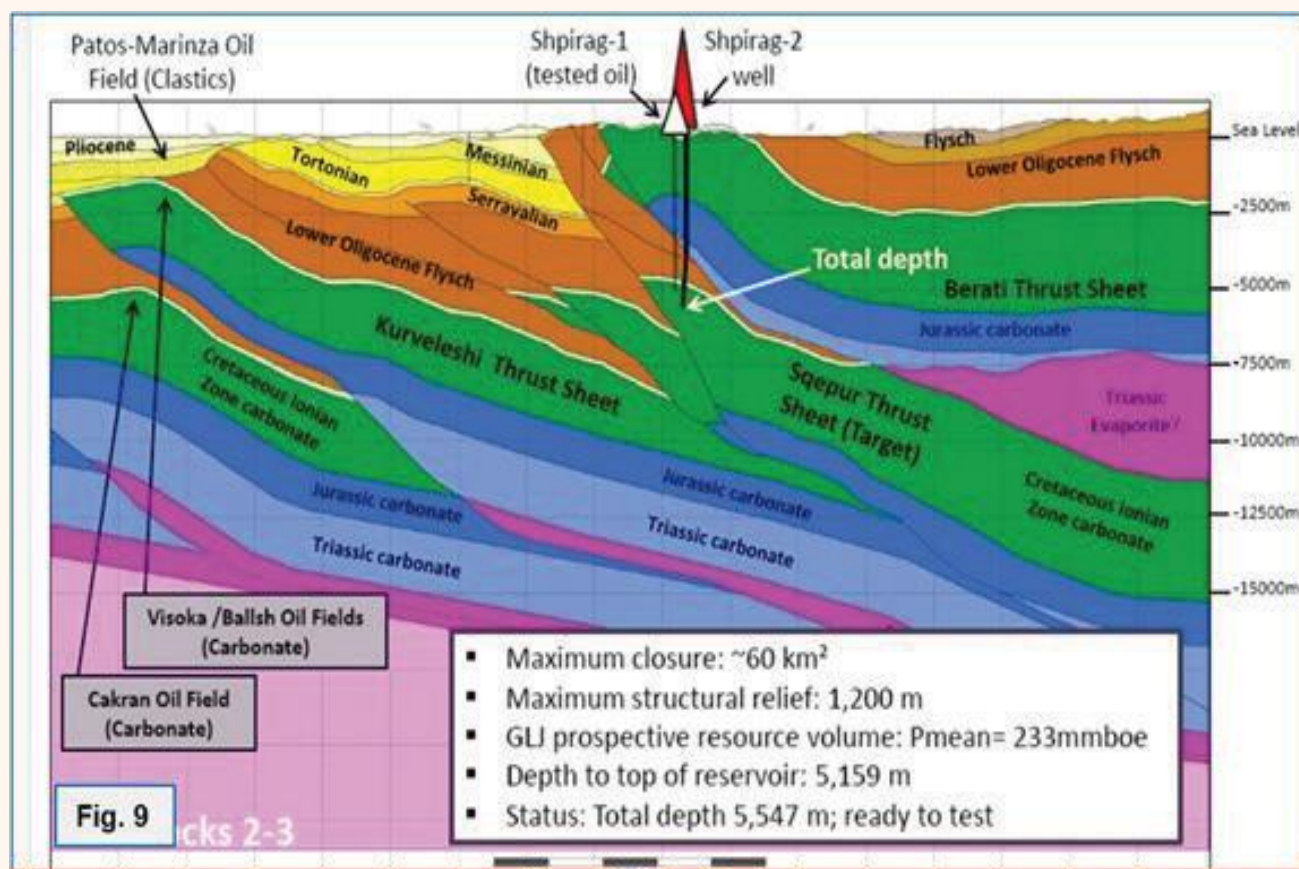
Trashësia e konsiderueshme argjilore e Tortonian–Pliocenit është vërtetuar si një mbulose e mirë për fushat e gazit dhe naftës në Depresionin Peri-Adriatik. Pasuesit mund të parashikohen gjithashtu si mbules të mirë:

Argjilat marnoze të Toarcianit, paketat silicioze të Jurasikut dhe argjilat e Kretakut të Poshtëm brenda formacionit karbonatik në zonën Joniane.

Flishi i vjetër i Jurasik–Kretakut në zonat e Mirditës dhe Krastës dhe flishi i ri i Mاستrihtian–Eocenit në zonat Krasta–Cukali dhe Alpet Shqiptare.

4.4. KURTHET GJEOLGJIKE

Mekanizmi kryesor i formimit të kurtheve në Shqipëri lidhet me regjimin tektonik kompresiv të Orogjenezës Alpine dhe me rezultatet e mbishtyrjes. Ky mekanizëm është i vlefshëm jo vetëm për fushat me rezervuarë karbonatikë në Shqipëri si Visoka, Ballshi–Hekali dhe Cakran–Mollaj



Gorisht–Kocul, Delvina, Finiq–Krane dhe zbulimi i Shpiragut i bërë së fundmi (2001) janë gjithashtu të lidhura me mekanizmin e mbishtyrjes tektonike të Orogjenezës Alpine, i cili ka krijuar kurthe të rëndësishme për akumulimin e hidrokarbureve në rezervuarët karbonatikë.

Fazat kryesore të palosjes, përgjegjëse për formimin e kurtheve në Shqipëri, lidhen me periudhat gjeologjike të mëposhtme:

- Eoceni i Vonë / Oligoceni i Hershëm
- Burdigaliani
- Tortoniani
- Plioceni deri në kohët e sotme (Fig. 11,12)

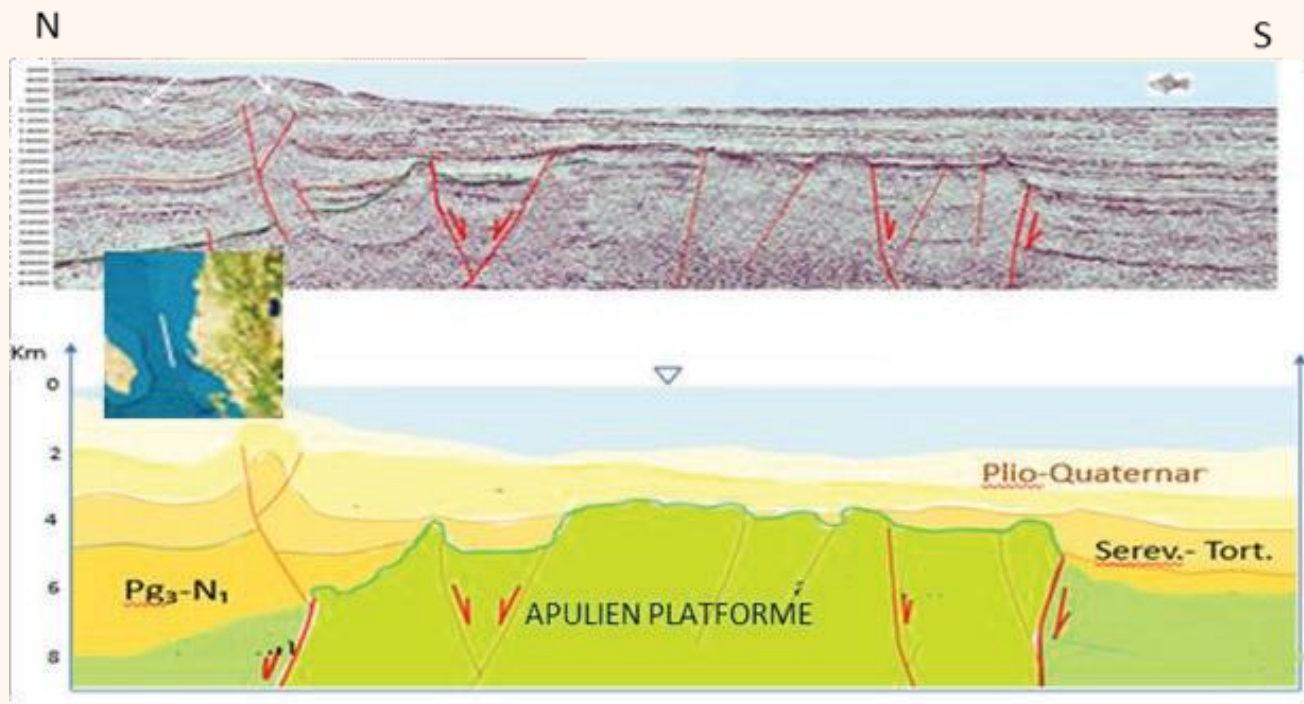


Fig. 10 Extension regime traps (seismic line interpretation offshore Albania)

Në rajonin e Dumresë, rreth kupoles të kripës, kurthet lidhen pjesërisht me diapirizmin e evaporiteve triasike. Ky proces ka formuar, ndër të tjera, kurthe në krahët e kupoles së kripës si dhe kurthe të mbyllura nga evaporetet, të provuara në Pekisht–Murriz.

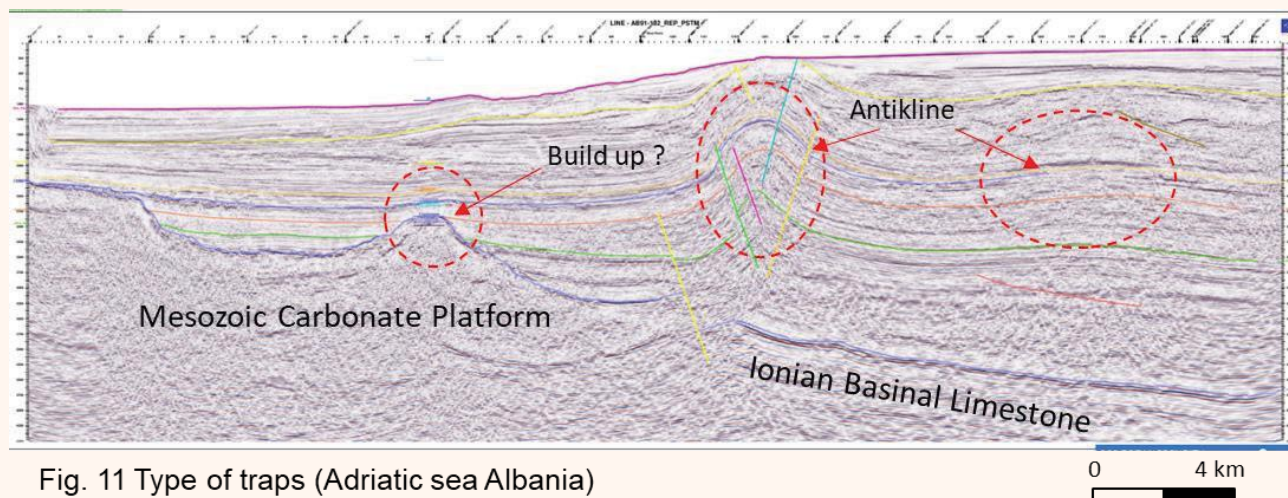


Fig. 11 Type of traps (Adriatic sea Albania)



5

POTENCIALI I HIDROKARBUREVE NË SHQIPËRI

HISTORI E SHKURTËR E KËRKIMEVE

5. POTENCIALI I HIDROKARBUREVE NË SHQIPËRI

Një histori e shkurtër e eksplorimit

Kërkimet për naftë në Shqipëri filluan në vitin 1918 si rezultat i interesit të treguar nga kompani të huaja nga Italia, Franca dhe Britania. Në fillim, kërkimet bazoheshin te shfaqjet sipërfaqësore të naftës të hasura në skajin lindor dhe juglindor të Depresionit Peri-Adriatik – pranë kontaktit të transgresionit të depozitimeve molasike me ato më të vjetra në Kuçovë e Patos – si dhe në pjesën perëndimore të zonës jonike. Si rrjedhojë, u zbuluan disa fusha naftëmbajtëse, si: Drashovica (1918), Patos-Verbasi (1926), Kuçova (1928) dhe Patos-Marinza (1957).



Fig.12 Oil and gas fields in onshore & offshore Albania region

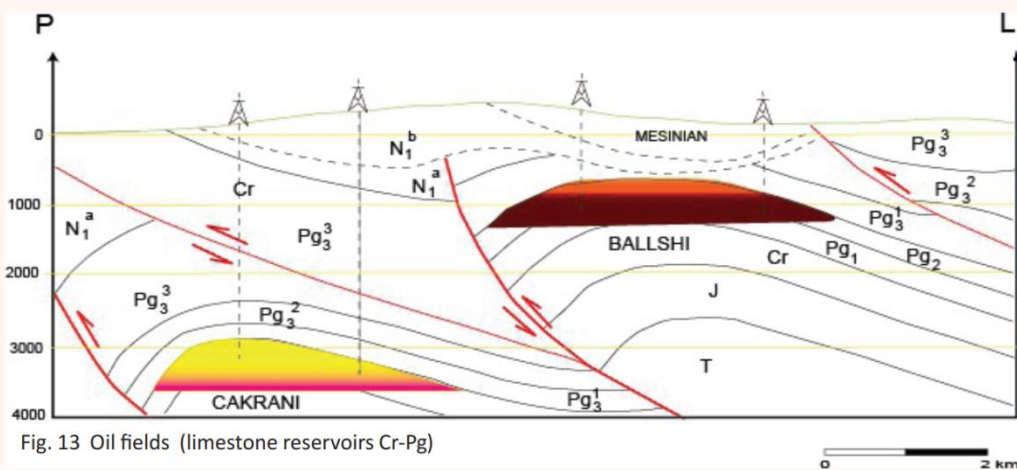


Fig. 13 Oil fields (limestone reservoirs Cr-Pg)

Pellgjet e naftës në këto fusha naftë formohen në rezervuarë ranorë që i përkasin flijshit të Oligocenit, moshës Tortonian dhe Mesinian dhe prodhohen kryesisht nën drejtimin e gazit të tretur.

Pas vitit 1960, krahas zgjerimit të fushave ekzistuese të naftës në seksionin terrigjen, u testuan edhe shkëmbinj të mbajtës të naftës e gazit në seksionin karbonatik të Kretak-Paleogjenit dhe në vitin 1963, në këtë seksion u zbulua fusha e parë naftëmbajtëse, ajo e Visokës. Këtij zbulimi i pasuan fusha të tjera naftëmbajtëse të vendosura gjithashtu në seksionin karbonatik, si: Gorisht-Koculi, Cakrani, Ballshi, Amonica, Delvina etj. (Fig. 12, 13)

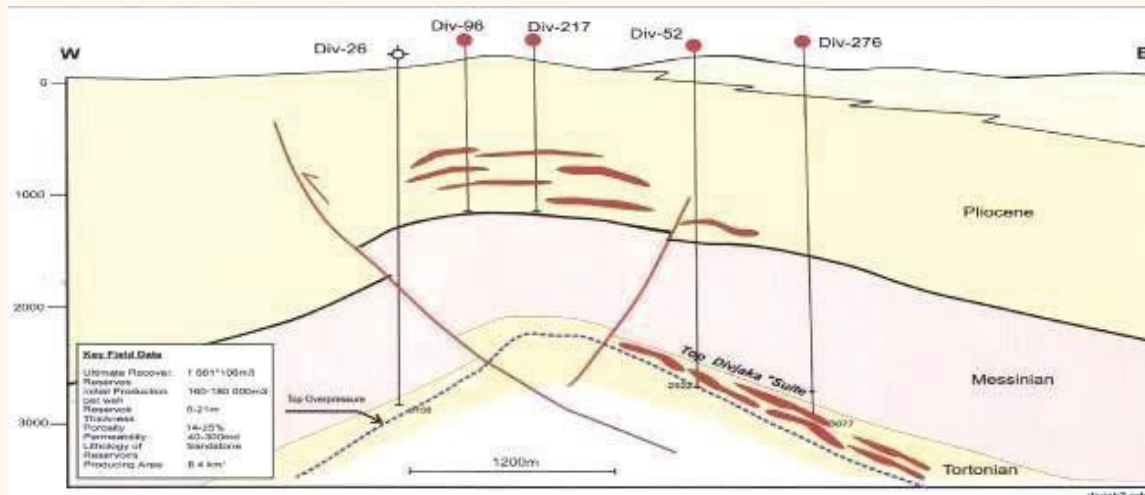


Fig. 14 Fusha e gazit të Divjakës (rezervuarë ranori S.A.B.)

Për sa i përket përmbajtjes së fazës fluide në formacion, vendburimet e naftës në seksionin karbonatik përfaqësohen nga akumulime naftë me gaz të tretur, si dhe nga akumulime naftë me kapak gazi ose gaz-kondensati, ujë fundor, kapak gazi dhe shtytje nga gazit i tretur.

TABLE II. Fushat e naftës dhe gazit në Albanide

Field	Year of Discovery	Type of Reservoir	Reservoir Depth (m)	O/G Gravity (API)	Sulphur Content (%)
Drashovica	1918	Oligoc.flysch	100-200	Naftë<10o	?
Patos	1927	Mess-clastics	0- 1200	Naftë (12-24oAPI)	2.5-6
Kuçova	1928	Mess-clastics	0 - 1500	Naftë (13-16oAPI)	4
Marinza	1957	Mess-clastics	1200-1800	Naftë (12-35oAPI)	4-6
Visoka	1963	Cret/Eoc.Carb	800-1000	Naftë (5-16oAPI)	5-6
Gorisht-Kocul	1965	Cret/Eoc.Carb	1000-2500	Naftë (17oAPI)	6
Ballsh-Hekal	1966	Cret/Eoc.Carb	1000-3000	Naftë (12-24oAPI)	5.7-8.4
Cakrran-Mollaj	1977	Cret/Eoc.Carb	3000-4500	Naftë (14-37oAPI)	0.9
Finiq-Krane	1973	Cret/Eoc.Carb	800-2000	Naftë (<10oAPI)	3.7-4.3
Delvina	1989	Cret/Eoc.Carb	2800-3400	Kondensatë, 53 oAPI	0.7
Divjaka	1963	Tort/clastics	2400-3000	Gaz &Kondensatë	Na
Ballaj-kryev.	1983	Plioc/clastics	300-1700	Gaz	Na
Frakulla	1965	Mess/clastics	300-2500	Gaz	Na
Povelca	1987	Mess/clastics	1800-3500	Gaz &Kondensatë	Na
Panaja	1988	Mess/clastics	2500	Gaz	Na
Sqepuri	2001	Cret/Eoc.Carb	4695 TVDss	Naftë (37oAPI)	2, 3
Shpirag	2013	Cret/Eoc.Carb	4600 TVDss	Naftë (37oAPI)	0.3-6.7 mol%

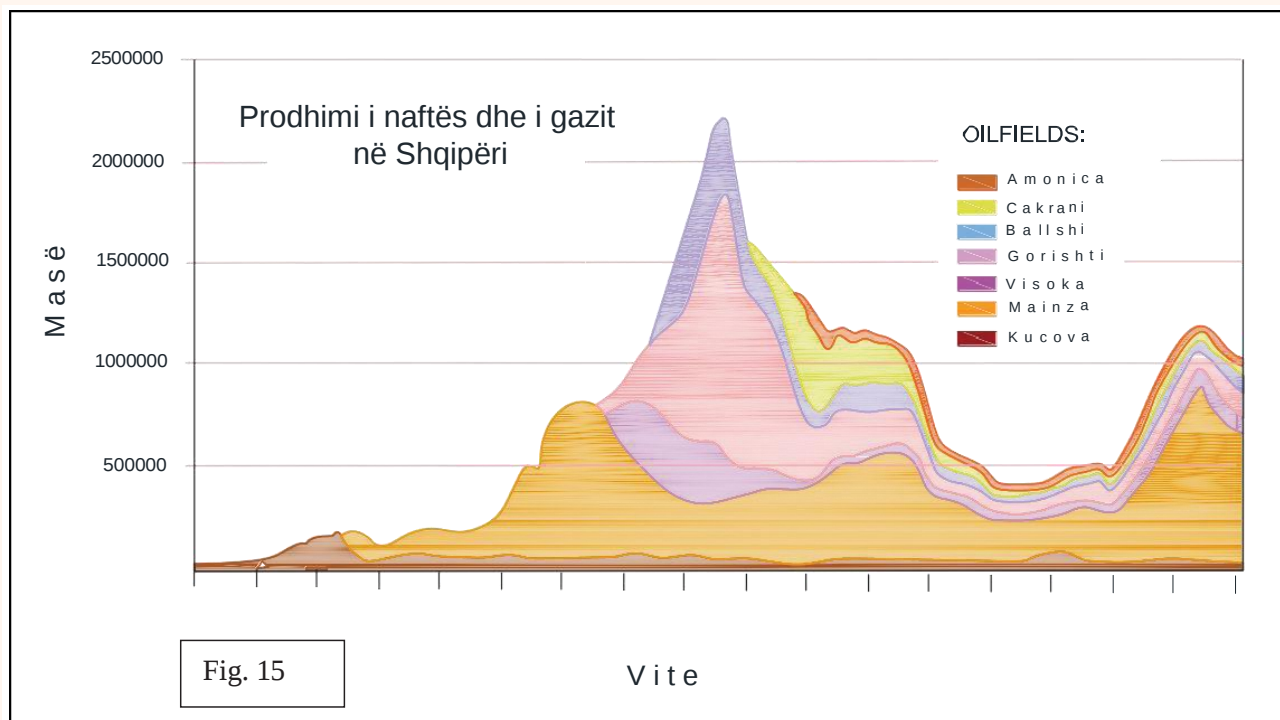
Kërkimet për gaz në Shqipëri filluan në vitin 1955 dhe u përqëndruan te strukturat neogjene të Depresionit Peri-Adriatik. Fusha e parë mbajtëse e gazit u zbulua në vitin 1963 në strukturën e Divjakës, e cila u pasua nga zbulimi i fushave të tjera me gaz, si: Frakulla, Ballaj-Kryevidhi dhe Panaja, Trevllazër, Durrës, Povelçë etj.

Rezervat e gazit në të gjitha fushat e lartpërmendura lidhen me rezervuarë ranor të periudhës nga Serravaliani-Tortoniani deri në Pliocen, përfshirë këtu edhe këtë të fundit.

Fushat mbajtëse të naftës dhe gazit të zbuluara deri më tani ndodhen në Albanidet e Jashtme, veçanërisht në zonën tektonike jonike dhe në Depresionin Peri-Adriatik. Punimet dhe studimet e shumta e të thelluara të kryera në këtë rajon tregojnë potencialin e tij për kërkim, si në thellësi, ashtu edhe në shtrirje.

Një përmbledhje e historisë së eksplorimit në Shqipëri paraqitet në tabelën II, ndërsa harta e vendndodhjes së fushave të naftës dhe gazit paraqitet në figurën 12.

Disa punime dhe studime me karakter të përgjithshëm tregojnë se aktivitete eksploruese zhvillohen edhe në zonat e tjera tektonike të Albanideve të Jashtme dhe atyre të Brendshme. Mjetet e kufizuara financiare kanë penguar eksplorimet dhe investimet në këto zona – veçanërisht në Albanidet e Brendshme – për të vlerësuar potencialin e tyre.



Qeveria shqiptare është e interesuar për bashkëpunim me kompani të huaja për eksplorimin dhe zhvillimin e hidrokarbureve në të gjithë territorin shqiptar.

Nga viti 1991 e deri më sot janë nënshkruar kontrata dhe kompanitë e huaja të mëposhtme janë përfshirë në operacionet e hidrokarbure për kërkimin e naftës dhe gazit:

Offshore:

Deminex, OMV, Agip, Edison Gas, Occidental Petroleum, Chevron, BHP Petroleum, Svenska Petroleum Exploration, Premier Consolidated Oilfields, Lundin Petroleum, Capricorn Albania, San Leon Energy, Beach Petroleum and Emanuelle Adriatic Energy.

Onshore:

Shell, ENI, Occidental Petroleum, OMV, Ina Naftaplin, Coparex, Lundin Petroleum, Premier Consolidated Oilfields, Enterprise, Clyde Expro PLC, MOL, Hellenic Petroleum, Anschutz, IPC, Petromanas Albania GmbH and Albanides Energy.

5.2 POTENCIALI HIDROKARBUREVE

Bazuar në studimet gjeologjike dhe punimet sizmike të kryera nga Albpetrol-i dhe kompani të tjera të huaja vitet e fundit, rezulton se Shqipëria ka një potencial të konsiderueshëm hidrokarburesh dhe është një zonë shumë premtuese për eksplorime të mëtejshme, si në tokë ashtu edhe në det.

ONSHORE

Zhvendosja tektonike drejt perëndimit në Albanide, dhe veçanërisht në Albanidet e Jashtme, shoqërohet me mbulimin e strukturave antiklinale të veçuara ose të zinxhirëve antiklinalë, të cilët paraqesin potencial për zbulime të reja naftë dhe gazi. (Fig. 17, 18)

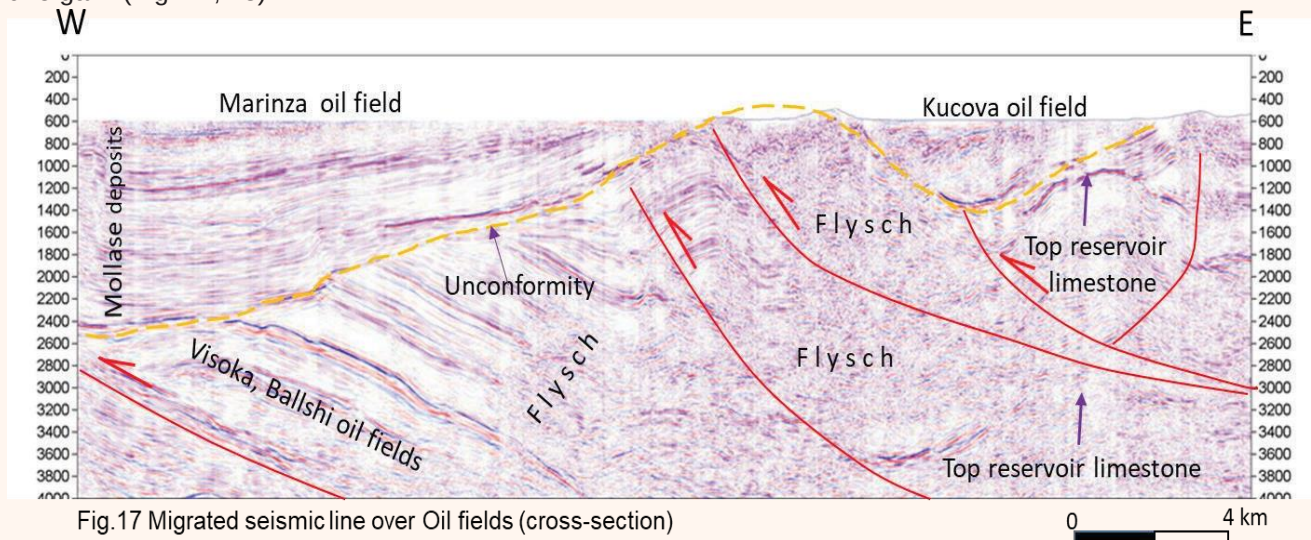


Fig.17 Migrated seismic line over Oil fields (cross-section)

Megjithatë, ka hapësirë të mjaftueshme për eksplorime të mëtejshme për identifikimin e strukturave të reja të mundshme me mbi hyrje në zonat onshore. Vijat sizmike më sipër ilustrjnë këtë model.

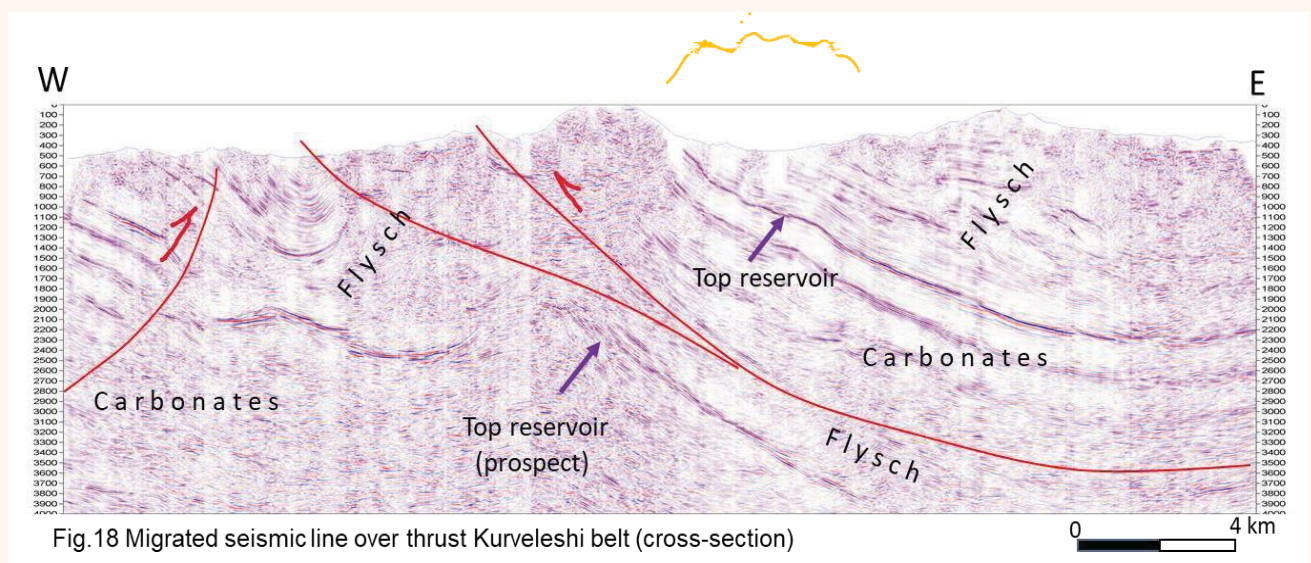


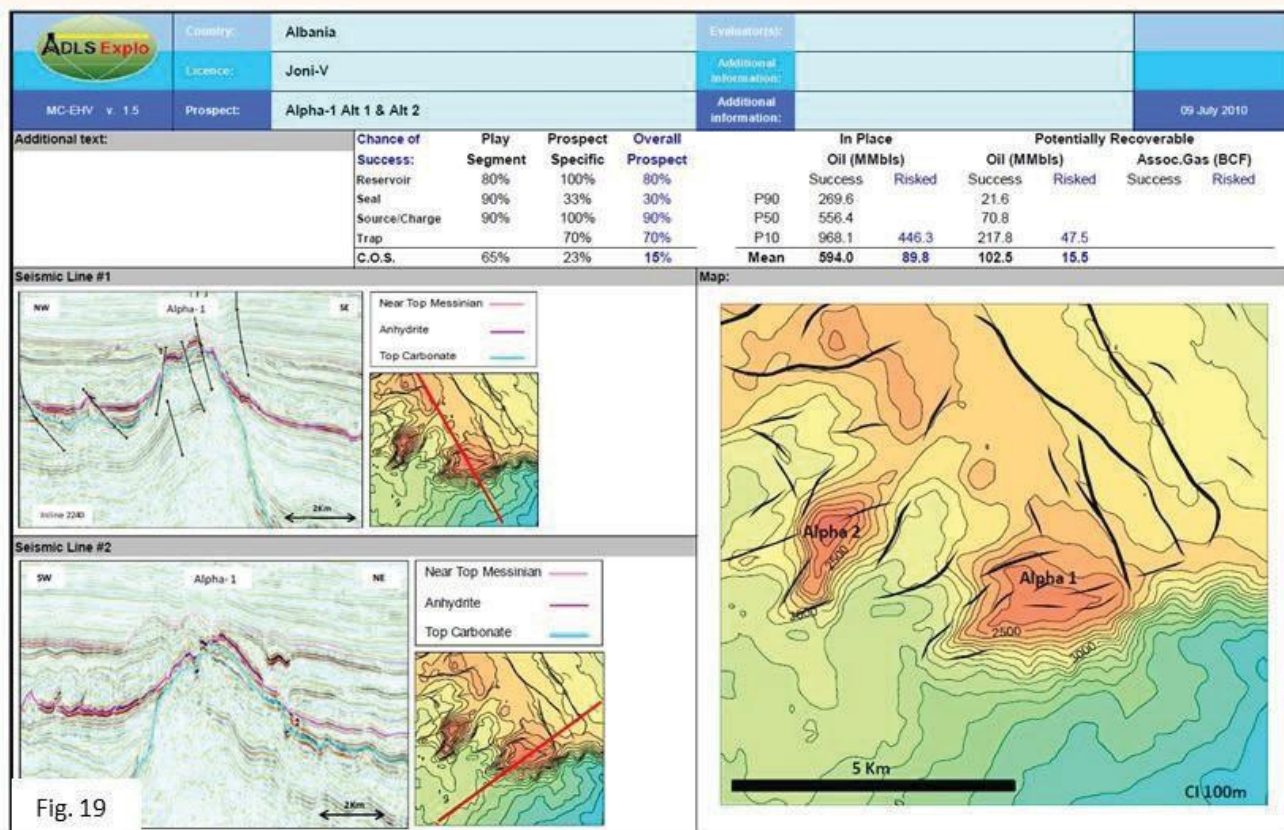
Fig.18 Migrated seismic line over thrust Kurveleshi belt (cross-section)

Strukturat e mundshme të lidhura me diapirizmin e kripës së Triasikut duhen marrë parasysh për eksplorime të mëtejshme në zonat tokësore, pranë rajonit ku është i pranishëm diapirizmi i kripës.

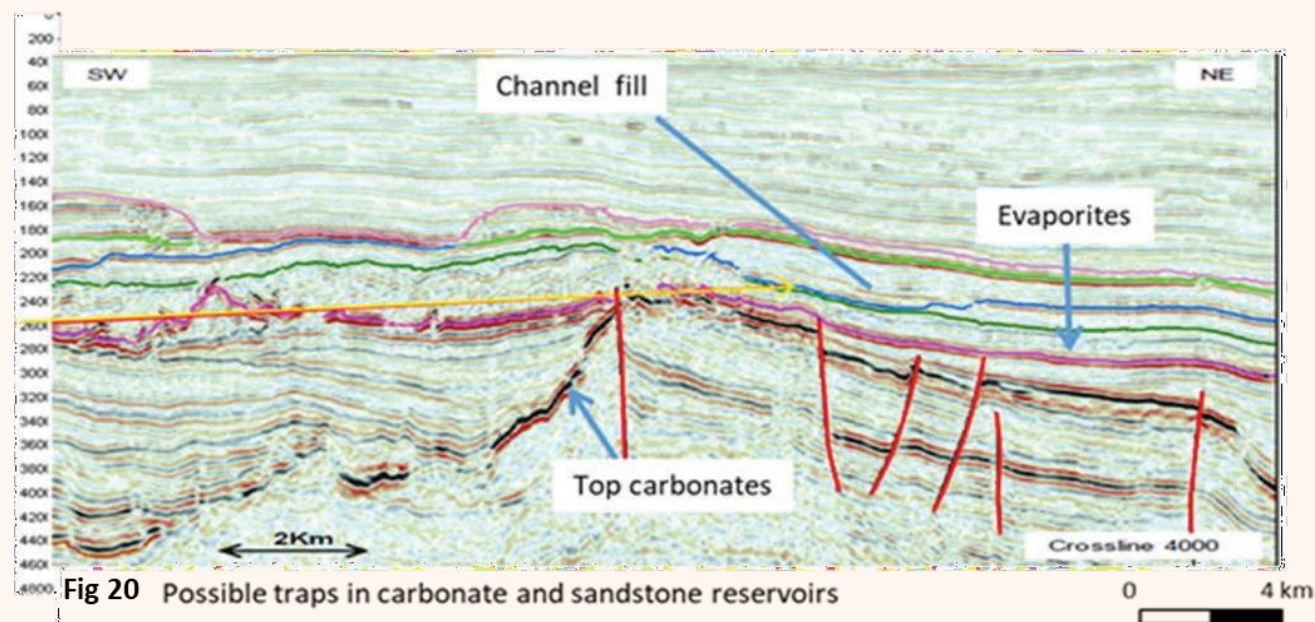
Zbulime të mundshme të gazit mund të gjenden nën zbulimet ekzistuese të naftës në nivele më të thella, por informacioni sizmik nuk është i mjaftueshëm për të nxjerrë perspektiva. Ripërpunimi i ri dhe marrja e disa vijave të tjera sizmike janë të nevojshme për këtë objekt.

OFFSHORE

Potenciali për naftë në zonën detare lidhet me strukturat e mundshme karbonatike joniane dhe ngritjet morfologjike të platformës së Apulias. (Fig. 19, 20)



Në kushte dhe vende të përshtatshme në det të hapur, ekzistojnë mundësi për të gjetur akumulime të reja dhe të mundshme të naftës si në seksionin klastik(të ngarkuar nga guri gëlqeror poshtë tij) siç ishte rasti në pusin A4-1x, ashtu edhe në rezervuarët karbonatikë të platformës. Shih rreshtin e mëposhtëm.



Potenciali për gaz lidhet me strukturat te rrudhosura të periudhës Miocen-Pliocen, prania e të cilave në zonën detare (offshore) është konfirmuar si nga të dhënat e vjetra sizmike (të vitit 1991), ashtu edhe nga ato të reja, të përfuara së fundmi. Duke marrë parasysh faktin se përmasat e strukturave të parashikuara në det janë dukshëm më të mëdha se ato analoge të fushave ekzistuese të gazit në tokë (onshore), në këtë zonë pritet të gjenden rezerva të mëdha gazi me origjinë biogjene dhe/ose termogjene.

Gaz/naftë termogjenike

Gaz/naftë termogjenike kufizohet në sekuencat e Mesinianit të Poshtem që i paraprijnë depozitimeve të evaporiteve Mesiniane (në det të hapur, zbulimi i pusit A41-X). (Fig. 21)

Në Shqipërinë tokësore, nafta në Mesinian është kryesisht e një lloji të rëndë dhe të biodegraduar (fusha e Marinzës), pasi nxjerrja relativisht e hershme e naftës në Miocen dhe Pliocen nga shkëmbinjtë burimorë të Mezozoikut përkoi vetëm me një zhvillim të hollë të mbingarkesës që mbulonte rezervuarët e Mesinianit.

Gazi Biogjenik

Shkalla shumë e lartë e sedimentimit ndihmoi në ruajtjen e lëndës organike në kushte të ftohta gjeotermale. Tektonika sin-sedimentare (formimi i hershëm i kurtheve) krijoi kushte favorizuese për akumulimet e gazit që në fillimet e kohës kur gazi diagjenetik mund të migrojë përgjatë gradientit hidrodinamik që shoqëron tharjen e ujit gjatë ngjeshjes. (Fig. 21)

Prodhimi i gazit biogjenik në Shqipërinë tokësore vjen nga rezervuarët e turbiditeve të ujërave të thella që në pjesën më të madhe ndodhin në kurthe të kombinuara (strukture-stratigrafike).

Palosjet e Mes-Miocenit dhe të Pliocenit të hershëm, si dhe shtytjet më të vona që pasuan ato, ndihmuan migrimin në distanca të shkurtra të gazit biogjenik drejt këtyre kurtheve stratigrafike më të vjetra.

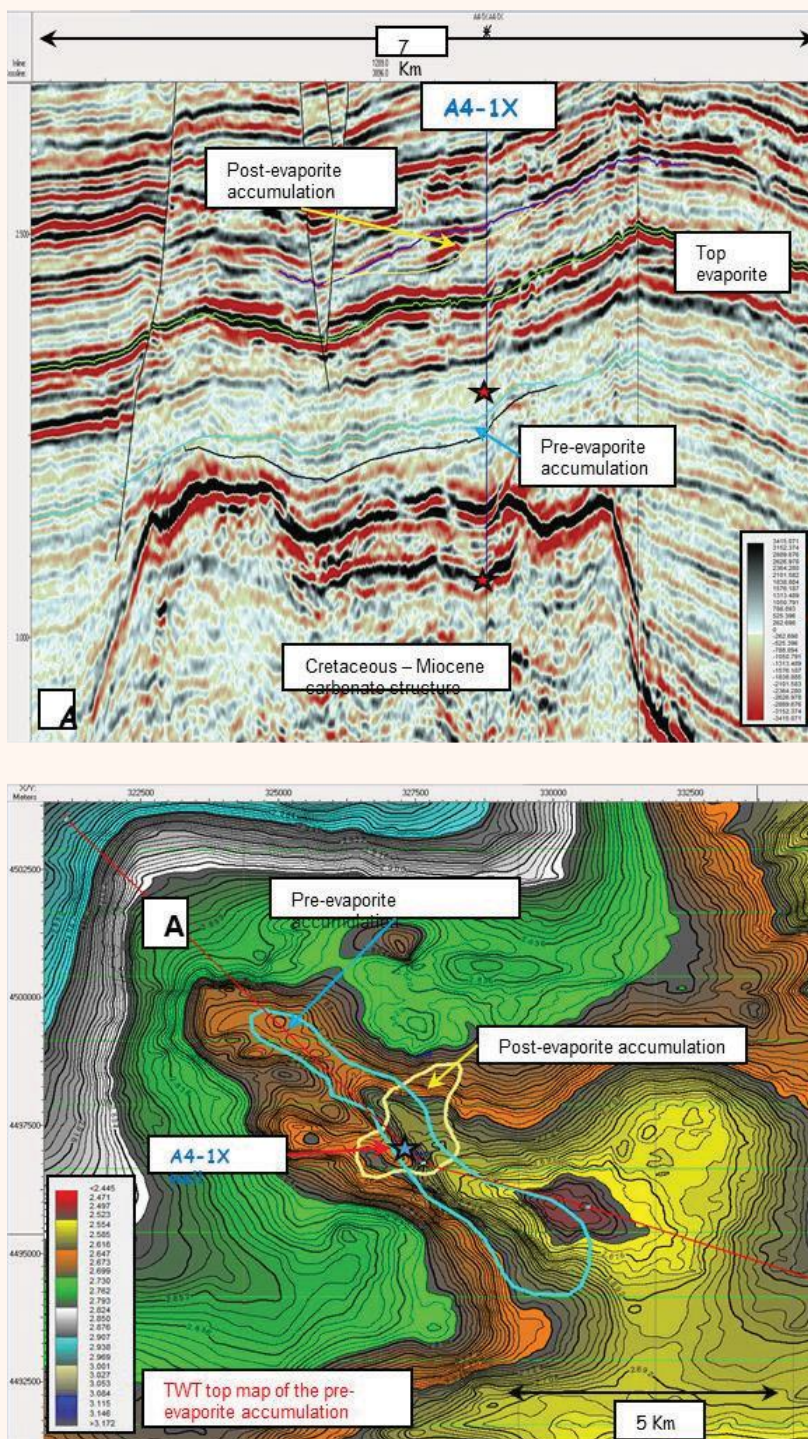


Fig 21 A4-1X prospect Durresi block

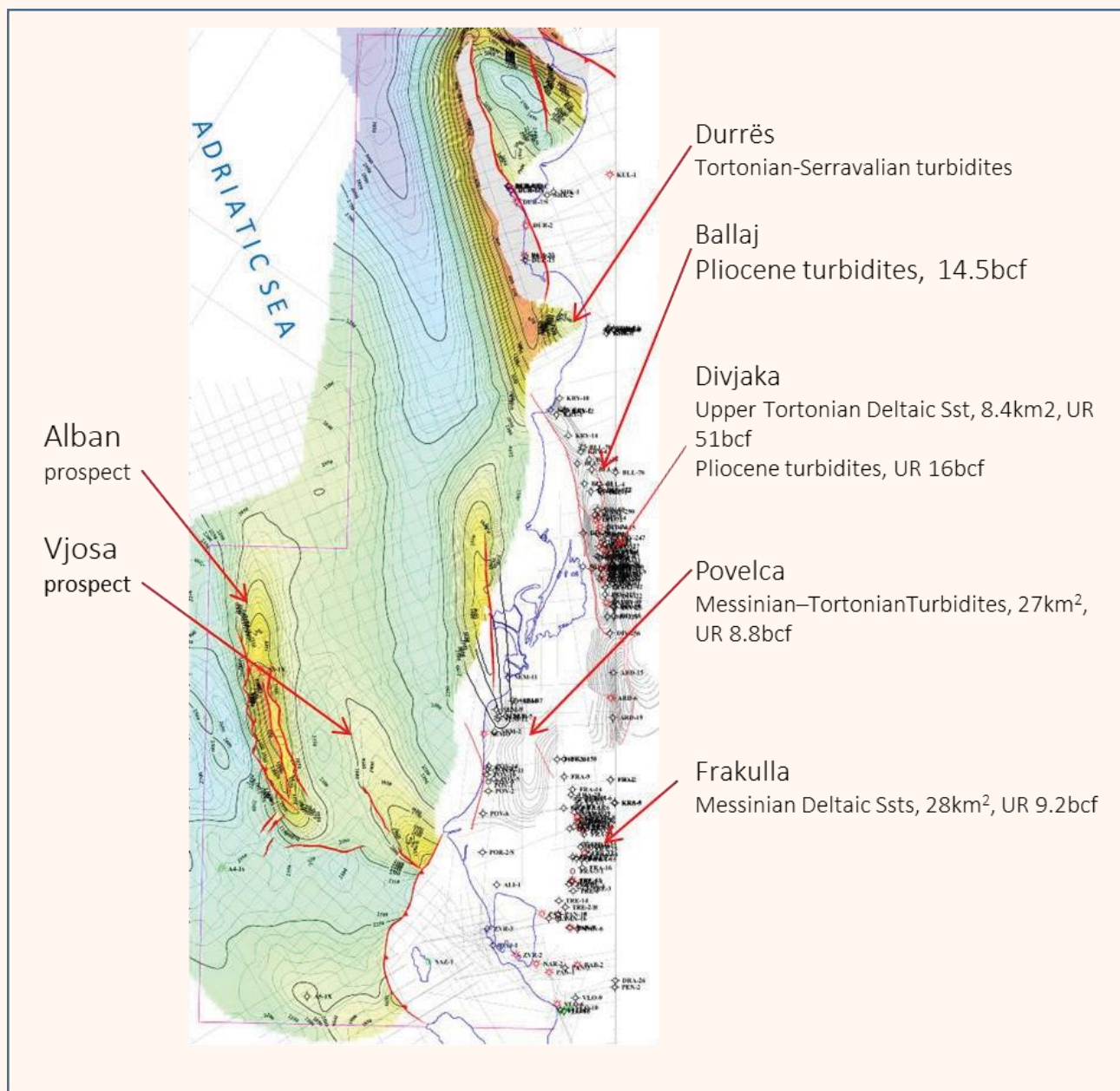
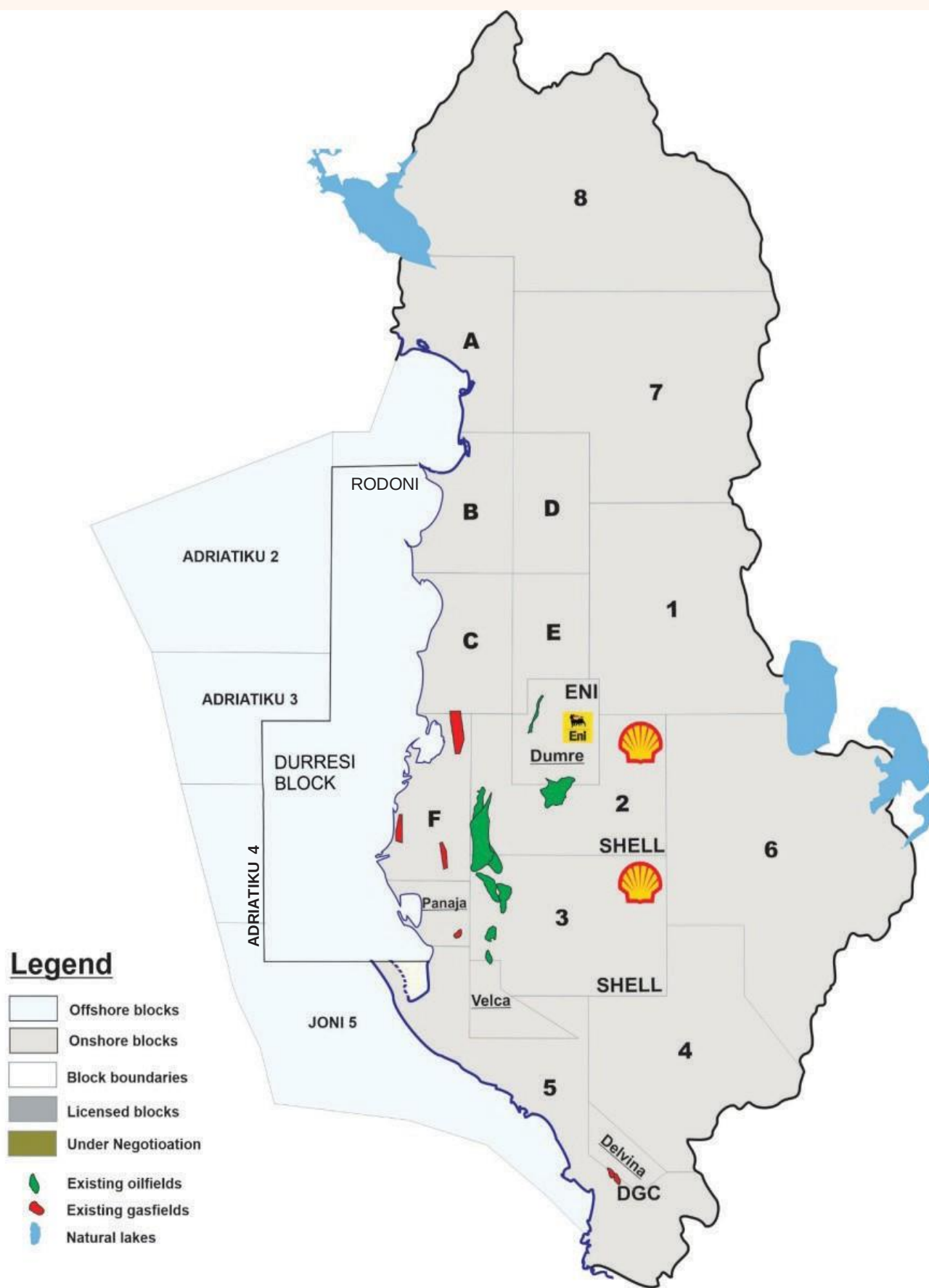


Fig.22 Fushë gazi në tokë, si dhe zona me potencial në det të hapur (OMW)

Si pasojë, intervalet që përmbajnë gaz u zhvilluan, në pjesën më të madhe, përgjatë rampave antiklinale lindore, duke qenë më afër depozitimeve ranore.

Në të gjithë zonën e pellgut molasik, në vijat sizmike ka indikacione për kurthe gazi biogjene dhe termogjene.



Mundësi për Kërkim dhe Prodhim Hidrokarburesh / Blloqe Tokësore

Blloqet 2 dhe 3

Shell Upstream Albania BV (Operator 100%) Shell aktualisht ndodhet në fazën e vlerësimit.

Shell po analizon të gjitha të dhënat e marra pas përfundimit të testimit të pusit SHP-5

Blloku “Dumrea”

Eni Albania BV është operatori me 100% të aksioneve.

Data e hyrjes në fuqi: 4 Mars 2020.

Periudha e eksplorimit është 5-vjeçare, me 2 vite shtesë të miratuara.

Geofizyka Torun përfundoi 256 km të regjistrimit sismik 2D, ndërsa BGP kreu 210 km ripërpunim.

Vendndodhja e shpimit është përcaktuar dhe përgatitjet e nevojshme janë në vijim, me synimin për të nisur shpimin në tremujorin e dytë të vitit 2026.

Mundësi për kërkim dhe prodhim të hidrokarbureve/

Marrëveshjet e licensimit të Albetrol-it

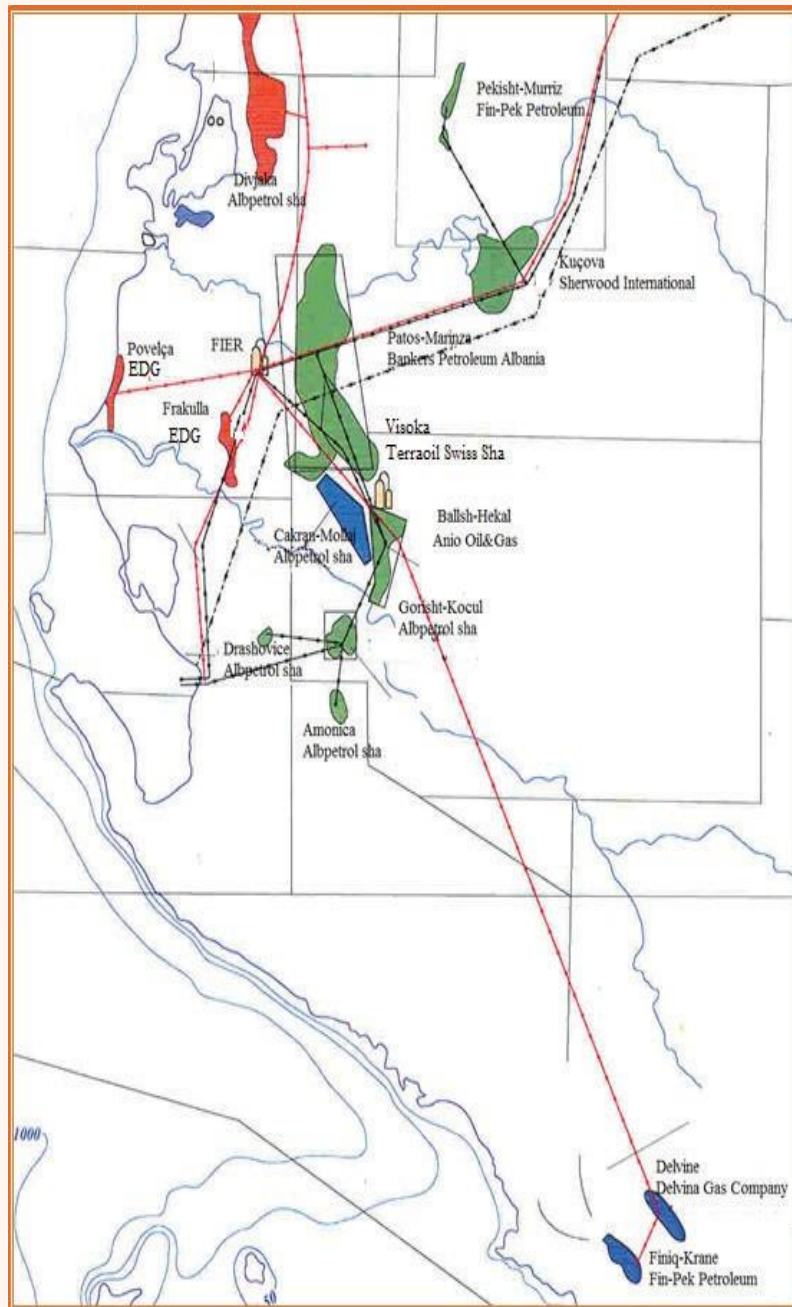
9 Licensa në fuqi për fushat ekzistuese të naftës dhe gazit

No	Oil/Gas fields	Contractors	Licence issued
1	Patos-Marinza	Bankers Petroleum	2004
2	Ballsh-Hekal	Anio Oil	2007
3	Delvina	Delvina Gas Co.	2007
4	Kuçova	Sherwood International	2007
5	Visoka	United Terra	2009
6	Finiq-Krane	Fin-Pek Petroleum	2013
7	Pekisht-Murriz	Fin-Pek Petroleum	2013
8	Frakull	Energy Development Group	2022
9	Povelça	Energy Development Group	2022

Kompania kombëtare e naftës "Albpetrol" operon në pesë fusha naftëmbajtëse ekzistuese ose në pjesë të tyre: në një pjesë të fushës së Patos-Marinzës; në fushën e Cakran-Mollajt; në fushën e Gorisht-Koculit; në fushën e Amonicës; si dhe në një pjesë të fushës së Kuçovës. Gjatë gjashtë muajve të fundit të vitit 2024, prodhimi mesatar ditor i naftës nga "Albpetrol" ishte rreth 200 tonë në ditë.

Bankers Petroleum Albania Ltd, e cila realizon afërsisht 85% të prodhimit të naftës në Shqipëri, ka zbatuar në mënyrë aktive programin e saj të zhvillimit për fushën e naftës Patos-Marinëz që nga viti 2004. Ky program bazohet në Planin e Zhvillimit (PoD) të miratuar dhe të përditësuar të vitit 2016. Në gjashtëmujorin e fundit të vitit 2024, kompania arriti një prodhim mesatar ditor prej rreth 1,500 tonësh.

Sherwood International Petroleum LTD operon në fushën naftëmbajtëse të Kuçovës që nga viti 2007, në bazë të një Marrëveshjeje Licencimi të dhënë nga Ministria, së bashku me një Marrëveshje për Naftën dhe Planin e Zhvillimit (PoD) të miratuar në vitin 2011.



E&P Opportunities in Hydrocarbons / Albpetrol's License Agreements

Në përputhje me Marrëveshjen e Licencës të lëshuar nga Ministria dhe Marrëveshjen për Hidrokarburet midis Albpetrol-it dhe **United Terra-s**, programi i zhvillimit i miratuar në vitin 2016 për fushën e naftës së Visokës po vijon në përputhje me Planin e Zhvillimit (PoD) të miratuar në vitin 2011. Gjatë gjashtëmujorit të fundit të vitit 2024, prodhimi mesatar ditor ishte **rreth 40 tonë**.

Marrëveshja e licencës për fushën e naftës **Ballsh-Hekal** u nënshkrua në vitin 2007, duke i dhënë licencën kompanisë **Anio Oil & Gas**. Kompania po vazhdon programin e zhvillimit sipas Planit të Zhvillimit të miratuar në vitin 2013. Në **mars të vitit 2025**, kompania paraqiti për miratim një ndryshim në planin ekzistues të zhvillimit, i cili është aktualisht në diskutim. Gjatë gjashtë muajve të fundit të vitit 2024, prodhimi mesatar ditor ishte rreth **60 ton**.

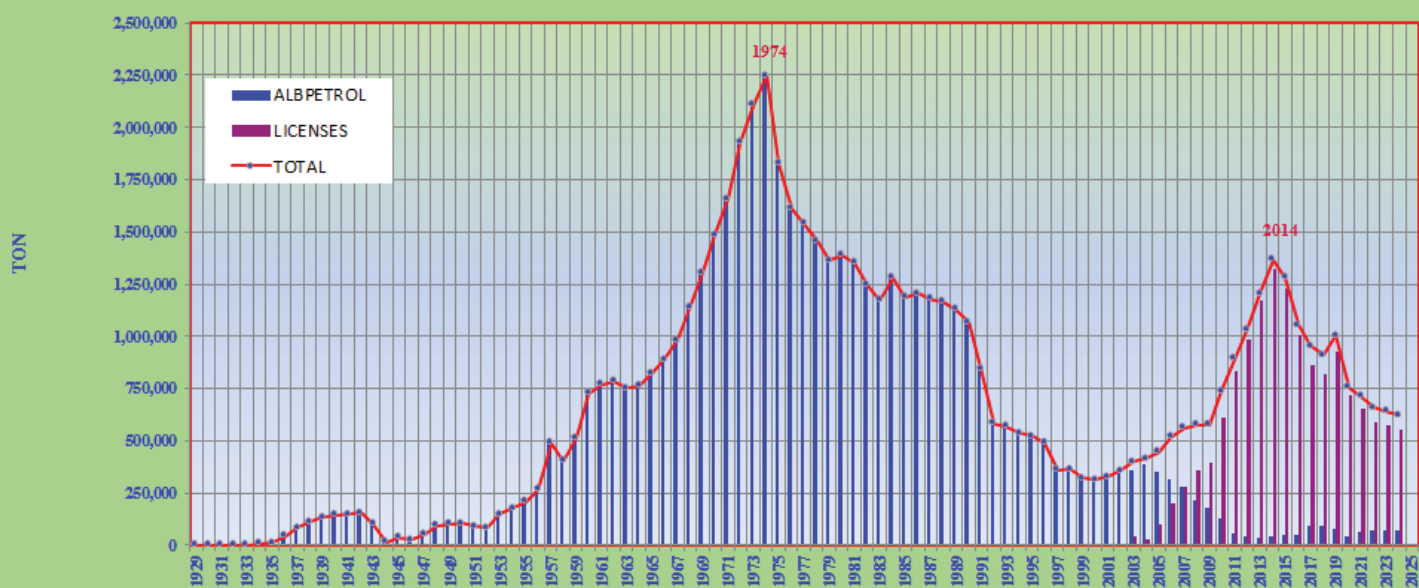
Marrëveshja e Licencës për Gazin Natyror në **Delvinë**, e nënshkruar në vitin 2007, është në emër të kompanisë **"Delvina Gas Company LTD"**. Aktualisht, kjo kompani kryen operacione hidrokarburesh bazuar në **Planin e Zhvillimit të miratuar në vitin 2010**. Ndërkohë, ajo ka dorëzuar një Plan të RI Zhvillimi si amendament të Planit të Zhvillimit (PoD) të miratuar në fund të vitit 2010.

Marrëveshjet për hidrokarburet në fushat e naftës Pekisht-Murriz dhe Finiq-Krane me kompaninë Fin-Pek Petroleum janë në fuqi që nga viti 2013, kur kompania u licencua. Bëhet fjalë për dy fusha shumë të vogla, të cilat së bashku, gjatë gjashtëmujorit të fundit të vitit 2024, regjistruan një prodhim mesatar të ulët, prej rreth 3–4 tonësh në ditë.

Dy licencat për fushat ekzistuese të gazit natyror në Frakull dhe Povelçë, të nënshkruara me kompaninë EDG Natural Gas, sapo kanë përfunduar fazën e vlerësimit (dhjetor 2024) dhe kanë shprehur interes për të kaluar në fazën e zhvillimit. Kompania ka përgatitur plane afatgjata zhvillimi për këto dy fusha, të cilat u miratuan në shkurt të vitit 2025. Deri më tani, operacionet e hidrokarbureve që çojnë në prodhimin e gazit nuk kanë filluar ende.

Mundësitë në sektorin e hidrokarbureve / Prodhim kumulativ i naftës

HISTORY OF OIL PRODUCTION IN ALBANIA



Prodhimi i naftës në Shqipëri për vitin 2024 ishte afërsisht 621 mijë tonë.

6

PËRMBLEDHJE E KUADRIT LIGJOR PËR EKPLORIMIN DHE PRODHIMIN E NAFTËS

KUADRI LIGJOR

Eksplorimi, zhvillimi dhe prodhimi i hidrokarbureve në Shqipëri rregullohen nga “Ligji për Hidrokarburet (Eksplorimi dhe Prodhimi)”, nr. 7746, datë 28 korrik 1993, i ndryshuar, dhe Ligji nr. 153/2020, datë 17 dhjetor 2020 “Për sistemin fiskal në sektorin e hidrokarbureve”.

Kuadri ligjor i ofron Qeverisë një fleksibilitet të konsiderueshëm në negocimin e kushteve dhe termave për lidhjen e një marrëveshjeje për naftën me kompanitë e naftës. Njëkohësisht, këto ligje ofrojnë stimuj dhe fleksibilitet të mjaftueshëm për të tërhequr kompani ndërkombëtare të naftës dhe, rrjedhimisht, për të nxitur eksplorimin e naftës në vend.

Të gjitha depozitat e hidrokarbureve që ekzistojnë në gjendjen e tyre natyrore në shtresat që ndodhen brenda juridiksionit të Shqipërisë janë pronë ekskluzive e shtetit shqiptar.

“Ligji për Hidrokarburet (Kërkimi dhe Prodhimi)” e autorizon shprehimisht Ministrinë e Infrastrukturës dhe Energjisë që të lidhë një Marrëveshje për Naftën, në bazë të së cilës një kompanie naftë mund t’i jepen të drejta ekskluzive për të kërkuar dhe prodhuar naftë/gaz brenda një zone apo blloku të caktuar.

Qëllimi i Qeverisë është të negociojë me Kompaninë kushte dhe terma të drejtë e të balancuar, duke marrë parasysh rrezikun e zakonshëm që lidhet me eksplorimin dhe të drejtën legjitime të shtetit për të përfituar të ardhura si pronar i burimeve natyrore. Njëkohësisht, bazuar në legjislacionin fiskal, Qeveria shqiptare synon të nxisë zhvillimin e zbulimeve të vogla dhe atyre marginale

6.1. Kushtet dhe termat e marrëveshjes

- Sipas “Ligjit për Naftën”, “Operacionet e Naftës” nënkuptojnë të gjitha ose cilëndo prej operacioneve që lidhen me eksplorimin për zhvillim, nxjerrjen, prodhimin, ndarjen dhe trajtimin, ruajtjen dhe transportin, si dhe shitjen ose tjetërsimin e naftës deri në pikën e eksportit, ose në pikën e dakordësuar të dorëzimit në Shqipëri apo në pikën e hyrjes në një rafineri; ato përfshijnë operacionet e përpunimit të gazit natyror, por nuk përfshijnë operacionet e rafinimit të naftës.
- Hidrokarburet në gjendjen e tyre natyrore janë pronë e shtetit shqiptar. Qeveria, e përfaqësuar nga Agjencia Kombëtare e Burimeve Natyrore (AKBN), autorizon kryerjen e operacioneve të naftës nga Kompania Kombëtare e Naftës (ALBPETROL) në zonat e saj ekskluzive, ose nga një Kontraktor në pjesën tjetër të territorit të Shqipërisë.
- AKBN është e autorizuar t’u vërë në dispozicion kompanive të interesuara të naftës të dhënat ekzistuese gjeologjike dhe gjeofizike për zonat e lira, me qëllim që t’u japë atyre mundësinë t’i vlerësojnë këto të dhëna përpara se të dorëzojnë aplikimet
- Lloji i kontratës është Kontrata e Ndarjes së Prodhimit (PSC) midis AKBN-së, që vepron në emër të Qeverisë Shqiptare, dhe Kontraktorit.
- Sipas “Ligjit për Hidrokarburet”, “Marrëveshja e Ndarjes së Prodhimit” nënkupton një Marrëveshje për Hidrokarburet e cila parashikon rikuperimin e Kostove të Kontratës nga hidrokarburet e prodhuara në Zonën e Kontratës ose nga një pjesë proporcionale e tyre, si dhe ndarjen midis Shtetit dhe Kontraktorit të sasisë së mbetur të hidrokarbureve pas rikuperimit të Kostove të Kontratës, në përputhje me një shkallë ose formulë të përcaktuar në Marrëveshjen për Hidrokarburet.
 - Marrëveshja përfshin dispozita të tilla si:
 - Realizimi i një programi minimal pune, i mbështetur nga një garanci për performancën.
 - Paraqitja e një programi vjetor pune dhe e buxhetit.
 - U jepet përparësi punësimit dhe furnizimeve vendase gjatë operacioneve të naftës, kur ato janë konkurrese për sa i përket cilësisë, disponueshmërisë dhe kostos.
 - Mundësia që kompanitë vendase të shërbimeve të paraqesin oferta dhe përparësia që u jepet atyre kur oferta është e krahasueshme ose më e mirë se ajo e palëve të tjera të treta.
 - Të dëmshpërblejë Shtetin ose Ministrinë për të gjitha pretendimet e palëve të treta lidhur me lëndime, humbje ose dëme që rrjedhin nga kryerja e ndonjë operacioni nga Kontraktori ose nga ndonjë nënkontraktor.
 - “Ligji për Naftën” trajton çështjen e qasjes në tokën private pas dhënies së një njoftimi paraprak brenda afatit minimal kohor për poseduesin dhe pronarin. Megjithatë, Kontraktori duhet të paguajë një kompensim të drejtë dhe të barabartë për çdo shqetësim apo dëm të shkaktuar gjatë kryerjes së operacioneve të naftës.

- P.S.C. parashikon krijimin e një fondi trajnimi dhe administrimi, i cili përdoret për trajnimin e punonjësve të AKBN-së dhe për qëllime administrative
- Kontraktuesi do t'i kryejë operacionet e naftës në mënyrë të sigurt dhe të përshtatshme, në përputhje me praktikën e pranuarë përgjithësisht ndërkombëtare të industrisë së naftës, dhe do të shkaktojë sa më pak dëm që të jetë e mundur në praktikë ndaj mjedisit të përgjithshëm, duke përfshirë (ndër të tjera) sipërfaqen e tokës, ajrin, detet, liqenet, lumenjtë, jetën detare, botën shtazore, botën bimë, të mbjellat, burimet e tjera natyrore dhe pronën; ai do të riparojë menjëherë çdo dëm të shkaktuar, për aq sa është i riparueshëm, dhe do të paguajë një kompensim të arsyeshëm për çdo dëm që nuk mund të riparohet.

6.2 Klauzola teknike

- Sipas marrëveshjes së naftës, Kontraktori autorizohet të kryejë operacione nafte gjatë një periudhe fillestare eksplorimi, e cila mund të zgjatet dy herë.
- Preferohet që Periudha e Kërkimit të përfshijë një angazhim për shpim nga ana e Kontraktorit.
- Periudha e eksplorimit është 5 vjet nga miratimi i Vendimit të Këshillit të Ministrave që miraton Marrëveshjen e Ndarjes së Prodhimit (PSC), me të drejtën për ta zgjatur këtë periudhë deri në 2 vjet.
- Nëse Kontraktuesi deklaron një zbulim me vlerë tregtare gjatë periudhës së eksplorimit, ai ka të drejtë të kërkojë një shtyrje prej 3 vitesh me qëllim paraqitjen e Planit të Vlerësimit për të vlerësuar zbulimin e tij, në përputhje me Ligjin për Hidrokarburet.
- Nëse Kontraktuesi deklaron se zbulimi është me vlerë tregtare, ai ka të drejtë të kalojë në fazën pasuese të zhvillimit/prodhimit, me një afat prej njëzet e pesë vitesh, i cili mund të zgjatet në përputhje me "Ligjin për Naftën"
- Gjatë periudhës së eksplorimit, Kontraktuesi u nënshtrohet programeve minimale të punës dhe detyrimeve për shpenzime. Në rast se përfundon periudha fillestare e eksplorimit ose periudha shtesë e eksplorimit dhe Kontraktuesi nuk i ka përmbushur detyrimet e tij për periudhën përkatëse, Kontraktuesi duhet t'i paguajë Qeverisë ekuivalentin monetar për punën e pakryer. Të gjitha detyrimet monetare shprehen në dollarë amerikanë.
- Para përfundimit të çdo viti të Kontratës, Kontraktuesi duhet t'i dorëzojë dhe t'i paraqesë AKBN-së programin e eksplorimit dhe buxhetin për vitin pasues të Kontratës. AKBN-ja mund të sugjerojë ndryshime në programin e punës dhe buxhetin e lartpërmendur, dhe Kontraktuesi duhet t'i zbatojë ato kur ato gjykohen në përputhje me praktikën e mira ndërkombëtare të industrisë së naftës.
- Në rast zbulimi, Kontraktuesi duhet të njoftojë AKBN-në dhe vlerësimi i këtij zbulimi do të kryhet në përputhje me një program të miratuar pune për vlerësimin. Pas vlerësimit, Kontraktuesi do t'i deklarojë AKBN-së implikimet tregtare të zbulimit.
- Nëse Kontraktuesi e konsideron zbulimin si komercial, zona që lidhet me atë zbulim komercial veçohet nga zona e Kontratës si Zonë Zhvillimi. Më pas, Kontraktuesi përgatit një plan zhvillimi, i cili i paraqitet AKBN-së për miratim.
- Në rastin e një zbulimi nafte së bashku me rrjedhën e gazit shoqërues, Kontrata merr në konsideratë shfrytëzimin e një gazi të tillë. (Dispozitat që kanë të bëjnë me ndezjen dhe përdorimin e një gazi të tillë qoftë në operacionet e naftës ose në ekonominë lokale janë të hapura për negociatë).
- Kontraktuesi ka të drejtë të zhvillojë dhe të prodhojë gazin natyror të zbuluar në Zonën e Kontratës. Preferohet që ky gaz të përdoret në tregun e brendshëm ose të eksportohet.
- Në rast të një zbulimi komercial të gazit natyror, AKBN-ja dhe Kontraktori do të negociojnë kushte shtesë në Marrëveshjen e Ndarjes së Prodhimit (PSC), të cilat do të synojnë të sigurojnë që përpjesëtimi i përfitimeve ekonomike për të dyja palët të jetë i ngjashëm me atë të një zbulimi nafte.
- AKBN mund ta përpunojë dhe ta shfrytëzojë gazin natyror pa kompensim për Kontraktorin, në rastet kur Kontraktori vlerëson se gazi natyror nuk është i nevojshëm për operacionet e naftës, ose nuk ekziston mundësia e eksportimit të tij, apo shfrytëzimi i tij nuk është ekonomik.
- Sipas "Ligjit për Naftën", nëse një rezervuar nafte ndodhet pjesërisht në Zonën e Kontratës dhe pjesërisht në një Zonë tjetër Kontrate, dhe kur Ministria e Energjitikës i rezultojnë se mund të arrihen përfitime në efikasitet përmes zhvillimit dhe shfrytëzimit të përbashkët të atij rezervuari, Ministria ka të drejtë t'u kërkojë Kontraktorëve që ta zhvillojnë dhe shfrytëzojnë rezervuarin në mënyrë të përbashkët, sipas një marrëveshjeje të lidhur mes tyre për këtë qëllim.

- Nëse, në çdo kohë gjatë periudhës së vlefshmërisë së një Marrëveshjeje për Hidrokarburet, shtresat mbajtëse të hidrokarbureve në Zonën e Kontaktit – të cilat përbëjnë pjesë të një Zbulimi Komercial të vetëm – mbivendosen mbi një zonë ku Qeveria e Shqipërisë ushtron juridiksion dhe për të cilën nuk është lidhur apo nuk është në fuqi ndonjë kontratë apo licencë, AKBN-ja dhe Kontraktori do të lidhin një marrëveshje për të zgjeruar Zonën e Kontaktit në përputhje me rrethanat dhe për të siguruar zhvillimin e duhur të Zbulimit Komercial.

6.3 Mbulimi i kostove dhe ndarja e fitimeve të naftës

- Të gjitha shpenzimet që lidhen me operacionet e naftës janë të rikuperueshme vetëm në rastin e një zbulimi komercial, por jo para fillimit të prodhimit.
- Shpenzimet operative janë të rikuperueshme gjatë vitit në të cilin ato kryhen.
- Për ndarjen e fitimit mund të përdoret një skemë e negociueshme me shkallë të ndryshueshme (në varësi të vëllimit të prodhimit ditor) për atë pjesë të naftës që quhet "naftë fitimi". Sipas këtij modeli, nafta nga e cila rikuperohen kostot quhet "naftë për mbulimin e kostove" (Cost Oil). Pjesa e mbetur e prodhimit, e cila quhet "naftë fitimi" (Profit Oil), ndahet midis AKBN-së dhe Kontraktorit sipas shkallës së ndryshueshme (fuçi/ditë), bazuar në faktorin "R";
- Faktori "R" nënkupton dhe llogaritet si raporti midis të ardhurave të akumuluar të KONTRAKTUESIT nga Data e Hyrjes në Fuqi deri në fund të Vitit Kalendarik paraardhës dhe shpenzimeve të akumuluar të KONTRAKTUESIT të kryera nga Data e Hyrjes në Fuqi deri në fund të Vitit Kalendarik paraardhës.
- Kontraktori i nënshtrohet tatimit mbi fitimin, në përputhje me Ligjin nr. 153/2020, datë 17 dhjetor 2020 "Për sistemin fiskal në sektorin e hidrokarbureve", si dhe tatimit të rentës
 - Tatimi është në masën 50% të fitimit të realizuar, ndërsa royalty është 10%.
 - Kufiri i kostos është deri në 85% në baza vjetore.
- Në përputhje me Ligjin e lartpërmendur, AKBN-ja merr tatimin e Qeverisë dhe/ose pjesën e saj të naftës së fitimit, në para ose në natyrë.
- Kontraktuesi ka të drejtë të marrë dhe të mbajë jashtë vendit të ardhurat nga shitjet e tij të eksportit, në masën që nuk kërkohen për të mbuluar, në baza të vazhdueshme, kostot e tij në monedhë vendase në Shqipëri. Kontraktuesi ka të drejtë të konvertojë valutën e huaj në monedhë vendase me kursin e këmbimit që zbatohet përgjithësisht për transaksionet tregtare.

6.4 Të ndryshme

Nëpërmjet Ligjit nr. 92/2014 "Për tatimin mbi vlerën e shtuar në Republikën e Shqipërisë", Kontraktori i ofrohen gjithashtu lehtësira në formën e përjashtimit nga TVSH-ja për furnizimin e shërbimeve të destinuara vetëm për realizimin e fazës së kërkimit të hidrokarbureve, të kryera nga kontraktorët ose nënkontraktorët – të certifikuar si të tillë nga Agjencia Kombëtare e Burimeve Natyrore – si dhe për furnizimin e mallrave të importuara që kontraktorët kryejnë për njëri-tjetrin ose për nënkontraktorët e tyre, në shërbim të zbatimit të fazës së kërkimit të operacioneve të hidrokarbureve. Kontraktorët dhe nënkontraktorët certifikohen si të tillë nga Agjencia Kombëtare e Burimeve Natyrore.

Në zbatim të dispozitave të mësipërme, aktualisht në Republikën e Shqipërisë është në fuqi Udhëzimi i Përbashkët nr. 17, datë 12.06.2015 "Për përcaktimin e listës së mallrave dhe shërbimeve që përdoren në kryerjen e fazës së kërkimit të hidrokarbureve nga kompanitë e kërkimit të naftës, të cilat përjashtohen nga pagesa e TVSH-së dhe e tarifave doganore", i nxjerrë nga Ministri i Financave (sot Ministria e Financave dhe Ekonomisë) dhe Ministri i Energjisë dhe Industrisë (sot Ministria e Infrastrukturës dhe Energjisë).

Të gjitha investimet ndërkombëtare në industrinë e naftës gëzojnë mbrojtje të plotë (ashtu si të gjithë investitorët e huaj) në bazë të Ligjit nr. 7764, datë 22.11.1993 "Për investimet e huaja".

6.5 Kushtet dhe rregullat kryesore për aplikim sipas PSC

Ministria e Infrastrukturës dhe Energjisë, përmes Agjencisë Kombëtare të Burimeve Natyrore (AKBN), shpall të hapura zona të lira në tokë dhe në det për operacione në sektorin e naftës dhe fton për paraqitjen e aplikimeve për Marrëveshje të Ndarjes së Prodhimit.

Në përputhje me "Ligjin për Naftën" nr. 7746, datë 28.07.1993, i cili autorizon Ministrinë të lidhë Marrëveshje për Naftën me kompani të huaja dhe vendase për të investuar në eksplorimin dhe prodhimin e naftës në territorin e Shqipërisë, Ministria e Energjisë dhe Industrisë ofron zona të lira për eksplorim.

Forma e marrëveshjes

Marrëveshjet për hidrokarburet do të jenë në formën e Kontratave të Ndarjes së Prodhimit (PSA), të lidhura midis Ministrisë së Energjisë dhe Industrisë, e përfaqësuar nga Agjencia Kombëtare e Burimeve Natyrore (AKBN), dhe Kontraktorit. Elementet kryesore të PSA-së përcaktohen në "Ligjin për Hidrokarburet", nr. 7746, datë 28.07.1993, si dhe në dokumente të tjera të nxjerra nga Këshilli i Ministrave dhe Ministria e Energjisë dhe Industrisë.

Kushte e marrëveshjes

Kohëzgjatja e periudhës së eksplorimit

Kohëzgjatja e periudhës së eksplorimit është deri në 5 vjet dhe mund të zgjatet deri në 7 vjet, në përputhje me "Ligjin për Naftën". Periudha e eksplorimit ndahet në tri faza, me detyrime pune dhe angazhime financiare për secilën prej tyre. Kontraktori nuk mund të kalojë në fazën pasuese pa përmbushur detyrimet e punës dhe angazhimet financiare. Kohëzgjatja e secilës faze të periudhës së eksplorimit është objekt negociatash.

Kohëzgjatja e periudhës së zhvillimit dhe prodhimit

Në rast të një zbulimi me leverdi tregtare, periudha për zhvillimin dhe prodhimin në zonë do të jetë njëzet e pesë vjet dhe mund të zgjatet më tej, siç parashikohet në "Ligjin për Naftën".

Detyrimet minimale të punës dhe angazhimet financiar

Këto detyrime do të përcaktohen nga Kontraktori në aplikimin e tij drejtuar AKBN-së dhe do t'i nënshtrohen negociatave përpara lidhjes së marrëveshjes.

Fonde për trajnim, administrim dhe nënshkrime

Shuma do të përcaktohet nga Kontraktuesi në aplikimin e tij dhe i nënshtrohet negociatave.

Rikuperimi i kostove dhe ndarja e naftës

Kushtet për rikuperimin e kostove dhe ndarjen e naftës do të përcaktohen nga kontraktori në aplikimin e tij, duke iu nënshtuar negociatave me AKBN-në përpara nënshkrimit të Marrëveshjes.

Valuta, kontrolli i këmbimit dhe pagesat

Kontraktuesi ka të drejtë të marrë dhe të mbajë jashtë vendit të ardhurat nga shitjet e tij të eksportit, në masën që ato nuk kërkohen për të mbuluar, në baza të vazhdueshme, kostot e tij në monedhë vendase në Shqipëri. Kontraktuesi ka të drejtë të konvertojë valutën e huaj në monedhë vendase me kursin e këmbimit që zbatohet përgjithësisht për transaksionet tregtare.

Bonus

Sipas Marrëveshjes për Ndarjen e Prodhimit të Naftës, bonusi paguhet në faza të ndryshme, përfshirë bonusin e nënshkrimit. Bonusi i prodhimit dhe bonusi i nënshkrimit për kilometër katror janë objekt negociatash.

PROÇEDURAT E APLIKIMIT

1. Afati i fundit për dorëzimin e aplikimeve është 90 ditë pas publikimit nga AKBN në faqen e saj të internetit. Diskutimet do të fillojnë menjëherë pas kësaj me të gjitha kompanitë që kanë dorëzuar oferta, me kusht që Zona të jetë ende e disponueshme.
2. Adresa e dorëzimit:
Agjencia Kombëtare e Burimeve Natyrore - AKBN, Bulevardi "Bajram Curri", Blloku "Vasil Shanto", Tirana, Albania
3. Meoda e dorëzimit:
Me zarf të mbyllur të dorëzuar me postë të rekomanduar ose dorazi.
Zarfi duhet të jetë i shënuar qartë: Projekt për kërkimin e naftës

KONFIDENCIALE

Nuk ka tarifë aplikimi.

1. Paraqitja e aplikimeve do të bëhet në përputhje me dispozitat e Pikës III më poshtë, duke marrë parasysh kushtet dhe kriteret specifike të përcaktuara në "Ligjin për Naftën", nr. 7746, datë 28.07.1993, dhe Ligjin nr. 153/2020, datë 17 dhjetor 2020 "Për sistemin fiskal në sektorin e hidrokarbureve".
2. Çdo informacion ose sqarim për dorëzimin e një aplikimi mund të merret nga: AKBN, Bulevardi Bajram Curri, Blloku Vasil Shanto, Tirana, Albania. Att. Drejtor Ekzekutiv.
3. Pas shqyrtimit të aplikimit të marrë, AKBN-ja do ta ftojë aplikuesin për negociata në kohën e duhur. Synimi i AKBN-së është që, pasi kontratat të jenë negociuar dhe dakordësuar nga të dyja palët, ato të lidhen sa më shpejt të jetë e mundur.

FORMA E PARAQITJES SË APLIKIMEVE

1. Aplikimi do të dorëzohet në zarf të mbyllur.
2. Një aplikues mund të dorëzojë aplikime për më shumë se një Zonë, por çdo aplikim duhet të bëhet në një zarf të veçantë
3. Një kompani ose një grup kompanish mund të aplikojë për një kontratë.
4. Një aplikim duhet të përmbajë sa vijon:
 - 4.1 Zona kontraktuale për të cilë bëhet aplikimi.
 - 4.2 Për secilin aplikues:
 - 4.2.A Emri i plotë i aplikuesit.
 - 4.2.B Natyra e veprimtarisë së tij.
 - 4.2.C Vendndodhja e regjistrimit (themelimit).
 - 4.2.D Vendet ku ushtron veprimtarinë aplikuesi ose aplikuesët.
 - 4.2.E Dëshmia e regjistrimit të kompanisë, gjendja financiare dhe kualifikimet teknike të aplikuesit, përfshirë pasqyrat financiare të audituara më të fundit, si dhe ato të tre viteve të mëparshme, të aplikuesit dhe të çdo subjekti korporativ që ushtron kontroll mbi atë aplikues.
- 1.3. Kushtet kryesore të propozuara nga aplikuesi në lidhje me aspektet kryesore të modelit të Marrëveshjes për ndarjen e prodhimit perkatësisht:
 - 4.3.A Kohëzgjatja e periudhave të eksplorimit.
 - 4.3.B Detyrimet minimale për punimet e eksplorimit dhe angazhimet financiare.
 - 4.3.C Trajnimi.
 - 4.3.D Rikuperimi i kostove dhe nafta që mbetet si fitim neto për Kontraktorin.
- 4.4. Çdo aplikim mund të përfshijë vlerësimin teknik të zonës nga ana e aplikuesit, si dhe një shpjegim mbi përshtatshmërinë e angazhimit minimal të propozuar për punimet, në mbështetje të koncepteve të Kontraktorit për eksplorimin e zonës.



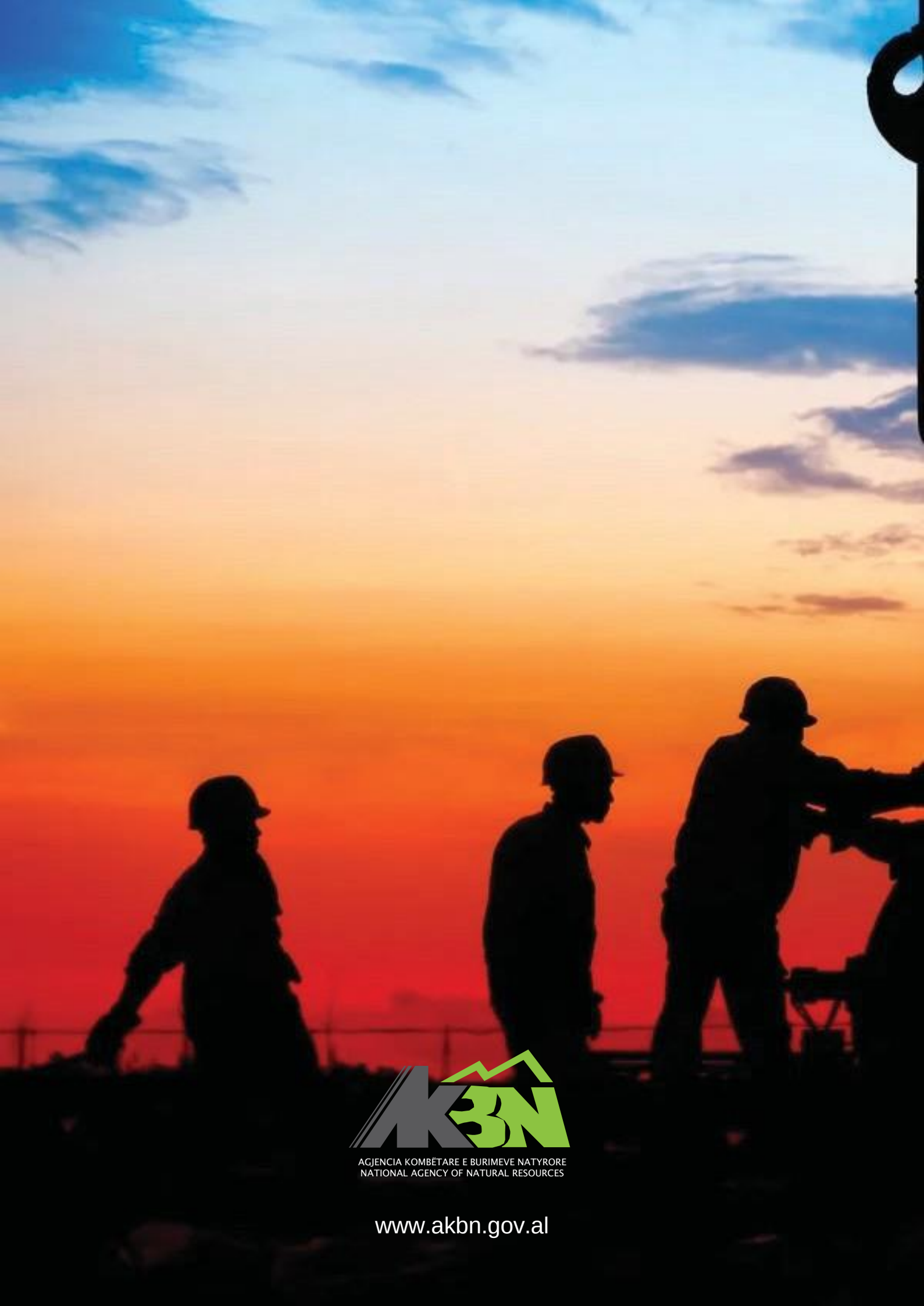
Për informacione të mëtejshme dhe të hollësishme, ju lutemi kontaktoni në adresën e mëposhtme:

Address: Bulevardi “BajramCurri”, Blloku “Vasil Shanto”, Tirana, Albania.

Web: www.akbn.gov.al

E-mail: info@akbn.gov.al

Tel. +355 (0) 4 225 7117



AGJENCIA KOMBËTARE E BURIMEVE NATYRORE
NATIONAL AGENCY OF NATURAL RESOURCES

www.akbn.gov.al