

MANUALE TECNICO INTRODUTTIVO E PROGRESSIVO

Petrolio, Oro Nero

Dalla roccia madre ai mercati globali

Geologia, perforazione e produzione

Raffinazione, logistica, economia e geopolitica

Transizione energetica

Francesco Zangari

Edizione di studio · 3 luglio 2026

PETROLIO, ORO NERO

Manuale tecnico introduttivo e progressivo

*Dalla roccia madre ai mercati globali,
un percorso attraverso geologia, industria, energia e geopolitica.*

Edizione di studio · 3 luglio 2026

Premessa

Questo manuale nasce come corso progressivo sul petrolio. L'obiettivo non è costruire una raccolta di definizioni isolate, ma un testo di studio organico, capace di accompagnare il lettore dalla natura chimica del petrolio fino alle sue implicazioni industriali, economiche, geopolitiche e ambientali.

Il petrolio verrà trattato come oggetto naturale, materiale chimico, fluido di giacimento, materia prima industriale, merce globale, infrastruttura energetica e fattore geopolitico. Ogni modulo aggiungerà un livello di comprensione: prima la sostanza e la sua composizione, poi il sistema geologico che la genera, poi la ricerca, la perforazione, l'ingegneria di giacimento, la produzione, la raffinazione, il trasporto, i mercati, la sicurezza e infine il rapporto con ambiente e transizione energetica.

Il testo è pensato per procedere con gradualità: ogni capitolo introduce concetti, termini e relazioni che diventeranno necessari nei passaggi successivi. La prospettiva è tecnica, ma non specialistica in senso stretto; l'obiettivo è costruire una base solida, ordinata e consapevole per comprendere una delle filiere più complesse e influenti del mondo contemporaneo.

Indice

Premessa	iv
Programma complessivo del corso	xix
1 Che cos'è il petrolio	1
1.1 Idea fondamentale	1
1.2 Greggio e prodotti petroliferi	2
1.3 Natura chimica del petrolio	3
1.3.1 Gli idrocarburi	3
1.3.2 Frazioni petrolifere e intervalli di ebollizione	4
1.4 Le famiglie chimiche fondamentali	5
1.4.1 Paraffine o alcani	5
1.4.2 Nafteni o cicloalcani	5
1.4.3 Aromatici	5
1.4.4 Resine	6
1.4.5 Asfalteni	6
1.5 Componenti non idrocarburici	7
1.5.1 Eteroatomi: zolfo, azoto e ossigeno	7
1.5.2 Perché lo zolfo è un problema	7
1.5.3 Metalli: nichel e vanadio	8
1.5.4 Acqua, sali e sedimenti	8
1.6 Densità, API gravity e classificazione light-heavy	9
1.6.1 Densità e densità relativa	9
1.6.2 API gravity	9
1.6.3 Classificazione light, medium, heavy ed extra-heavy	10
1.7 Viscosità	11

1.8	Petrolio dolce e petrolio acido	11
1.8.1	Classificazione sweet-sour	11
1.8.2	Matrice densità-zolfo	12
1.9	Perché due petroli possono essere molto diversi	12
1.10	Origine geologica: quadro introduttivo	13
1.11	Perché il petrolio è così potente	14
1.11.1	È liquido	14
1.11.2	Ha alta densità energetica	14
1.11.3	È trasformabile	14
1.11.4	È compatibile con motori, turbine e petrolchimica	15
1.12	Il petrolio come infrastruttura della civiltà industriale	15
1.13	Parametri fondamentali da leggere in una scheda di greggio	15
1.14	Sintesi ragionata del modulo	16
1.15	Concetti da memorizzare	17
1.16	Domande di controllo	17
2	Geologia petrolifera	19
2.1	Idea fondamentale	19
2.2	Il sistema petrolifero	20
2.2.1	Elementi principali	20
2.2.2	Processi principali	20
2.3	Roccia madre	21
2.4	Tipi di kerogene	22
2.5	Maturazione termica	22
2.6	Timing geologico	23
2.7	Migrazione primaria	24
2.8	Migrazione secondaria	25
2.9	Roccia serbatoio	25
2.10	Porosità primaria e secondaria	26
2.11	Permeabilità	27
2.12	Roccia di copertura	27
2.13	Trappole petrolifere	28

2.14	Trappole strutturali	29
2.15	Trappole stratigrafiche	29
2.16	Trappole miste	30
2.17	Contatti tra gas, olio e acqua	31
2.18	Bacini sedimentari	31
2.19	Ambienti di deposizione	32
2.20	Convenzionale e non convenzionale	32
2.21	Il rischio esplorativo	33
2.22	Esempio concettuale di sistema funzionante	33
2.23	Esempi di sistemi falliti	34
2.24	Schema finale del modulo	35
2.25	Sintesi ragionata del modulo	35
2.26	Glossario del modulo 2	35
2.27	Concetti da memorizzare	36
2.28	Domande di controllo	37
3	Esplorazione petrolifera	39
3.1	Idea fondamentale	39
3.2	Che cosa significa esplorare	39
3.3	Bacini sedimentari	40
3.4	Play petrolifero, lead e prospect	41
3.5	Dati geologici di superficie	42
3.6	Metodi geofisici	42
3.7	Principio della sismica a riflessione	43
3.8	Sismica onshore	44
3.9	Sismica offshore	44
3.10	Sismica 2D	44
3.11	Sismica 3D	45
3.12	Processing sismico	46
3.13	Interpretazione sismica	47
3.14	Attributi sismici	47
3.15	DHI: indicatori diretti di idrocarburi	48

3.16 Dal lead al prospect	48
3.17 Pozzo esplorativo	49
3.18 Mud logging	49
3.19 Carote di pozzo	50
3.20 Logging geofisico di pozzo	50
3.21 Gamma ray	51
3.22 Resistività	51
3.23 Log densità, neutronico e sonico	52
3.24 Petrofisica	52
3.25 Test di formazione	53
3.26 Pozzo di appraisal	54
3.27 Stima dei volumi	54
3.28 Risorse e riserve	55
3.29 Rischio esplorativo	56
3.30 Dry hole	57
3.31 Esplorazione offshore	57
3.32 Esplorazione non convenzionale	58
3.33 Dal successo geologico al successo commerciale	58
3.34 Workflow completo dell'esplorazione	60
3.35 Esempio concettuale	60
3.36 Sintesi ragionata del modulo	61
3.37 Glossario del modulo 3	61
3.38 Concetti da memorizzare	62
3.39 Domande di controllo	63
4 Perforazione petrolifera	64
4.1 Dal prospect al pozzo reale	64
4.2 Il pozzo come struttura telescopica	65
4.3 Le fasi generali della perforazione	65
4.4 L'impianto di perforazione	66
4.5 La batteria di perforazione	67
4.6 Lo scalpello	68

4.7	Il fango di perforazione	68
4.8	Pressione idrostatica e finestra di fango	69
4.9	Kick e blowout	70
4.10	Blowout preventer	71
4.11	Casing	72
4.12	Cementazione	72
4.13	Integrita' del pozzo	73
4.14	Pozzi verticali, deviati e orizzontali	73
4.15	Perforazione direzionale	74
4.16	MWD, LWD e geosteering	74
4.17	Problemi operativi durante la perforazione	75
4.18	Torque, drag, velocita' di avanzamento e tripping	76
4.19	Pozzi offshore	76
4.20	Deepwater	77
4.21	HPHT e perforazione in sale	77
4.22	Dal pozzo perforato al pozzo completato	78
4.23	Sospensione e abbandono	78
4.24	Perche' perforare costa tanto	79
4.25	Le discipline coinvolte	79
4.26	Schema mentale finale	80
4.27	Mini glossario operativo	80
4.28	Concetti da memorizzare	81
4.29	Domande di controllo	82
5	Ingegneria di giacimento	83
5.1	La domanda fondamentale	83
5.2	Che cosa studia l'ingegneria di giacimento	84
5.3	Reservoir come sistema roccia-fluido	84
5.4	Volume lordo, volume netto e net pay	85
5.5	Porosita'	86
5.6	Permeabilita'	87
5.7	Permeabilita' assoluta, effettiva e relativa	88

5.8	Saturazione dei fluidi	88
5.9	Bagnabilita' e pressione capillare	89
5.10	Pressione di giacimento	89
5.11	Gradiente di pressione e sovrappressione	90
5.12	Legge di Darcy	90
5.13	Flusso radiale verso il pozzo	91
5.14	Skin factor	92
5.15	Indice di produttivita'	92
5.16	Proprieta' dei fluidi	93
5.17	Pressione di bolla	93
5.18	Formation volume factor	93
5.19	Oil originally in place	94
5.20	Recovery factor	95
5.21	Meccanismi naturali di spinta	95
5.21.1	Solution gas drive	96
5.21.2	Gas cap drive	96
5.21.3	Water drive	96
5.21.4	Rock and fluid expansion	96
5.21.5	Gravity drainage	96
5.22	Recupero primario	97
5.23	Recupero secondario	97
5.24	Mobility ratio	97
5.25	Recupero terziario ed EOR	98
5.25.1	EOR termico	98
5.25.2	Gas injection e miscibilita'	98
5.25.3	EOR chimico	98
5.26	Declino produttivo	99
5.27	Material balance	99
5.28	Simulazione di giacimento	100
5.29	Riserve	100
5.30	Differenza tra EUR e riserve	101
5.31	Esempio numerico di stima volumetrica	101

5.32	Collegamento tra Modulo 4 e Modulo 5	103
5.33	Schema mentale finale	103
5.34	Mini glossario	104
5.35	Concetti da memorizzare	105
5.36	Domande di controllo	105
6	Produzione petrolifera	107
6.1	Dal giacimento alla produzione controllata	107
6.2	Dalla perforazione alla produzione	107
6.3	Che cosa significa completare un pozzo	108
6.4	Componenti principali del pozzo in produzione	109
6.5	Production tubing	110
6.6	Packer e annulus	110
6.7	Perforazioni del casing	111
6.8	Open hole completion	111
6.9	Controllo sabbia	112
6.10	Christmas tree	112
6.11	Choke e controllo della portata	113
6.12	Messa in produzione	113
6.13	Pozzo eruttivo e pozzo assistito	114
6.14	Artificial lift	114
6.15	Rod pump	115
6.16	Electric submersible pump	116
6.17	Gas lift	116
6.18	Progressive cavity pump	116
6.19	Plunger lift	117
6.20	Separazione in superficie	117
6.21	Separazione a stadi	118
6.22	Trattamento dell'olio	118
6.23	Acqua prodotta	119
6.24	Gas prodotto	119
6.25	Flow assurance	120

6.26	Idrati	120
6.27	Paraffine e cere	121
6.28	Asfalteni	121
6.29	Incrostazioni minerali	122
6.30	Corrosione	122
6.31	Emulsioni	123
6.32	Slugging	123
6.33	Sand management	124
6.34	Sorveglianza della produzione	124
6.35	Production logging	125
6.36	Workover	125
6.37	Well intervention leggera	126
6.38	Manutenzione e integrita'	126
6.39	Ottimizzazione della produzione	127
6.40	Nodal analysis	127
6.41	Campo maturo	128
6.42	Produzione offshore e subsea	128
6.43	Idea centrale del modulo	129
6.44	Mini glossario	129
6.45	Concetti da memorizzare	130
6.46	Domande di controllo	131
7	Raffinazione del petrolio	133
7.1	Perche' il greggio non e' ancora un prodotto	133
7.2	Perche' il greggio deve essere raffinato	134
7.3	Raffineria semplice e raffineria complessa	135
7.4	Pretrattamento del greggio	135
7.5	Distillazione atmosferica	136
7.6	Perche' la distillazione non basta	137
7.7	Distillazione sotto vuoto	137
7.8	Conversione: perche' cambiare le molecole	138
7.9	Cracking	138

7.10 Thermal cracking e visbreaking	139
7.11 Fluid catalytic cracking	139
7.12 Hydrocracking	140
7.13 Coking	140
7.14 Reforming catalitico	141
7.15 Isomerizzazione	141
7.16 Alkylation e polymerization	142
7.17 Hydrotreating	142
7.18 Sweetening, gas acidi e recupero zolfo	143
7.19 Blending	143
7.20 Benzina	144
7.21 Diesel	144
7.22 Jet fuel	145
7.23 GPL, gas di raffineria e nafta petrolchimica	145
7.24 Lubrificanti, cere, bitumi e petroleum coke	146
7.25 Resa di un barile e processing gain	146
7.26 La raffineria come rete di unita'	147
7.27 Idrogeno e catalizzatori	147
7.28 Raffinazione, sicurezza e ambiente	148
7.29 Raffinazione e mercato	148
7.30 Esempio di viaggio di un greggio	149
7.31 Idea centrale del modulo	149
7.32 Mini glossario	150
7.33 Concetti da memorizzare	151
7.34 Domande di controllo	151
8 Trasporto e logistica del petrolio	153
8.1 Idea fondamentale	153
8.2 Upstream, midstream e downstream	154
8.3 Logistica del greggio e logistica dei prodotti	155
8.4 Dalla testa pozzo al primo stoccaggio	155
8.5 Oleodotti	156

8.5.1	Tipi di oleodotti	157
8.5.2	Perdite di carico e stazioni di pompaggio	157
8.5.3	Batch, interface e transmix	158
8.5.4	Integrita', pigging e sorveglianza	158
8.6	Terminali petroliferi	158
8.7	Stoccaggio	159
8.7.1	Inventari, contango e backwardation	159
8.8	Hub petroliferi	160
8.9	Navi petroliere	160
8.10	Carico, scarico e documenti	161
8.11	Custody transfer	162
8.12	Noli, chartering e demurrage	162
8.13	Rotte marittime e chokepoints	163
8.13.1	Stretto di Hormuz	163
8.13.2	Stretto di Malacca	164
8.13.3	Suez, SUMED e Bab el-Mandeb	164
8.13.4	Stretti Turchi e Canale di Panama	164
8.13.5	Capo di Buona Speranza come rotta alternativa	165
8.14	Perche' i chokepoints muovono i prezzi	165
8.15	Assicurazione marittima e war risk	166
8.16	Sanzioni e shadow fleet	166
8.17	Qualita' del greggio e compatibilita' logistica	166
8.18	Logistica dei prodotti raffinati	167
8.19	Distribuzione finale, ferrovia e barge	167
8.20	Flessibilita' e ridondanza	168
8.21	Logistica e raffinerie	168
8.22	Logistica e prezzi locali	169
8.23	Sicurezza, ambiente e incidenti	169
8.24	Riserve strategiche	170
8.25	Il viaggio completo di un barile	170
8.26	Schema finale del modulo	171
8.27	Mini glossario	171

8.28	Concetti da memorizzare	172
8.29	Domande di controllo	173
9	Economia del petrolio	174
9.1	Idea fondamentale	174
9.2	Il mercato del petrolio non e' un mercato unico	175
9.3	Unita' di misura	176
9.4	Prezzo: domanda, offerta e aspettative	176
9.5	Prezzi come segnali	177
9.6	Benchmark: Brent, WTI, Dubai/Oman e ORB	177
9.7	Perche' Brent e WTI possono divergere	178
9.8	Differenziali: due barili non valgono uguale	178
9.9	Mercato spot, term contract e formula pricing	179
9.10	Futures: cosa sono e a cosa servono	179
9.11	Hedging	180
9.12	Curva futures, contango e backwardation	181
9.13	Scorte: il polmone del sistema	181
9.14	OPEC, OPEC+ e spare capacity	182
9.15	OPEC non decide il prezzo da sola	182
9.16	Domanda petrolifera	183
9.17	Offerta petrolifera	183
9.18	Costi petroliferi	184
9.19	Prezzo marginale	184
9.20	Raffinazione e crack spread	185
9.21	Upstream, midstream e downstream nei costi	185
9.22	Valuta, tassi e macroeconomia	186
9.23	Geopolitica e premio di rischio	186
9.24	Attori del mercato	187
9.25	Arbitraggio	187
9.26	Come leggere il mercato da esperto	188
9.27	Errori da evitare	189
9.28	Mini glossario	189

9.29	Concetti da memorizzare	190
9.30	Domande di controllo	190
10	Geopolitica, pirateria e sicurezza	192
10.1	Idea fondamentale	192
10.2	Le cinque leve geopolitiche del petrolio	192
10.3	Perche' il petrolio e' geopolitico	193
10.4	OPEC: origine, missione e ruolo	193
10.5	OPEC+ e gestione del mercato	194
10.6	Spare capacity: la leva silenziosa	194
10.7	Medio Oriente: centro storico del petrolio	195
10.8	Chokepoints: dove la geografia diventa prezzo	195
10.9	Pirateria e armed robbery	195
10.10	Guerra ibrida e sicurezza marittima	196
10.11	Sanzioni: il petrolio come strumento di pressione	196
10.12	Shadow fleet e opacita' logistica	197
10.13	National Oil Companies e International Oil Companies	197
10.14	Importatori: vulnerabilita' e strategie	198
10.15	Produttori: rendita, stabilita' e rischio interno	199
10.16	Nord America	199
10.17	Russia, Caspio e rotte eurasiatiche	199
10.18	America Latina	200
10.19	Africa occidentale e Golfo di Guinea	200
10.20	Europa e Mediterraneo	200
10.21	Asia: domanda, rotte e vulnerabilita'	201
10.22	Sicurezza di piattaforme, tanker e pipeline	201
10.23	Cybersecurity e infrastrutture energetiche	202
10.24	Oil theft e sabotaggi	202
10.25	Transizione energetica e nuova geopolitica	203
10.26	Come ragionare durante una crisi petrolifera	203
10.27	Errori da evitare	203
10.28	Mini glossario	204

10.29	Concetti da memorizzare	204
10.30	Domande di controllo	205
11	Ambiente e transizione	206
11.1	Perche' questo capitolo chiude il manuale	206
11.2	Il petrolio come sistema completo	206
11.3	Impatti ambientali nell'upstream	207
11.4	Acqua, fratturazione idraulica e produced water	208
11.5	Oil spill, blowout e incidenti maggiori	208
11.6	Raffinerie e inquinanti locali	209
11.7	Scope 1, Scope 2 e Scope 3	210
11.8	Metano: piccolo in volume, grande nell'effetto climatico	210
11.9	Flaring e venting	211
11.10	Il nodo climatico	211
11.11	Transizione energetica: non uno spegnimento immediato	212
11.12	Perche' IEA e OPEC non leggono il futuro allo stesso modo	212
11.13	Peak oil supply e peak oil demand	213
11.14	Stranded assets	213
11.15	CCS e CCUS	213
11.16	Raffinerie del futuro	214
11.17	Petrolchimica, plastiche ed economia circolare	214
11.18	Decommissioning e fine vita dei pozzi	215
11.19	HSE: Health, Safety and Environment	215
11.20	Licenza sociale e territori	216
11.21	Il futuro del lavoro petrolifero	216
11.22	Come valutare un progetto petrolifero oggi	217
11.23	Errori da evitare nel capitolo finale	218
11.24	Glossario finale	218
11.25	Concetti da memorizzare	219
11.26	Domande di controllo	219
	Postfazione	221

Programma complessivo del corso

Modulo	Contenuti principali
1	Che cos'è il petrolio: natura, origine geologica, composizione chimica, greggi leggeri e pesanti, greggi dolci e acidi, API gravity, densità, viscosità, zolfo e metalli.
2	Geologia petrolifera: roccia madre, maturazione termica, migrazione primaria e secondaria, roccia serbatoio, roccia di copertura, trappole strutturali e stratigrafiche, sistemi petroliferi.
3	Esplorazione: bacini sedimentari, prospezione geofisica, sismica 2D e 3D, pozzi esplorativi, logging geofisico, stima delle risorse.
4	Perforazione: anatomia di un pozzo, impianto di perforazione, fluidi di perforazione, casing, cementazione, blowout preventer, pozzi verticali, deviati e orizzontali, offshore e deepwater.
5	Ingegneria di giacimento: porosità, permeabilità, pressione di giacimento, legge di Darcy, oil in place, recupero primario, secondario e terziario, decline curves e riserve.
6	Produzione: completamento del pozzo, separazione olio-gas-acqua, artificial lift, flow assurance, corrosione, paraffine, asfalteni, manutenzione e workover.
7	Raffinazione: distillazione atmosferica, distillazione sotto vuoto, cracking, reforming, hydrotreating, desolforazione, prodotti raffinati e petrolchimica.
8	Trasporto e logistica: oleodotti, navi cisterna, terminali petroliferi, stoccaggio, rotte strategiche e stretti marittimi.
9	Economia del petrolio: Brent, WTI, Dubai, OPEC e OPEC+, futures, mercato spot, crack spread, costi upstream, midstream e downstream, prezzo marginale, domanda, offerta e scorte.
10	Geopolitica, pirateria e sicurezza: Medio Oriente, Russia, Stati Uniti, Venezuela, Africa occidentale, pirateria, oil theft, sabotaggi, sicurezza di piattaforme, tanker e pipeline, sanzioni e guerre energetiche.
11	Ambiente e transizione: CO ₂ , metano, oil spill, gas flaring, raffinerie e inquinanti, CCS, picco del petrolio e ruolo del petrolio nella transizione energetica.

Capitolo 1

Che cos'è il petrolio

1.1 Idea fondamentale

Il petrolio, prima ancora di essere una risorsa economica, è un oggetto naturale complessissimo. Non è una sostanza pura, non è un singolo composto chimico, non è semplicemente “olio nero”. È una miscela geologica formata soprattutto da idrocarburi liquidi, accompagnati da idrocarburi gassosi disciolti, composti più pesanti solidi o semisolidi, molecole contenenti zolfo, azoto e ossigeno, tracce metalliche, sali, acqua e sedimenti.

Petrolio greggio. Nel linguaggio tecnico il petrolio greggio è il materiale naturale estratto dal sottosuolo prima della raffinazione. È una miscela variabile di idrocarburi e composti non idrocarburici. La sua composizione dipende dalla materia organica originaria, dalla storia geologica del bacino, dalla temperatura e pressione subite, dalla migrazione, dalla roccia serbatoio e dalle eventuali alterazioni successive.

La U.S. Energy Information Administration descrive il petrolio e il greggio come combustibili fossili costituiti da miscele di idrocarburi formatesi dai resti di organismi antichi, soprattutto organismi vegetali e animali microscopici, sepolti da sedimenti e trasformati nel corso di milioni di anni dall'azione combinata di calore e pressione [1]. Questa definizione è importante perché collega subito tre aspetti:

- il petrolio ha **origine naturale e geologica**;
- il petrolio è una **miscela**, non una molecola unica;
- il petrolio è energia chimica accumulata in una forma concentrata e trasportabile.

Il punto fisico essenziale è questo: il petrolio è energia chimica concentrata. Le sue molecole contengono legami carbonio-idrogeno e carbonio-carbonio. Quando questi legami vengono ossidati, cioè quando il combustibile brucia in presenza di ossigeno, una parte dell'energia chimica contenuta nei legami viene liberata sotto forma di calore. Questo calore può essere usato direttamente oppure trasformato in lavoro meccanico, spinta, elettricità o calore di processo.

Sarebbe però riduttivo dire che il petrolio serve solo a bruciare. Dal petrolio derivano benzina, diesel, jet fuel, GPL, oli combustibili, lubrificanti, bitumi, cere, solventi, feedstock

petrolchimici, plastiche, fibre sintetiche, gomme, fertilizzanti, intermedi farmaceutici e moltissimi prodotti della chimica industriale. Una parte del valore del petrolio sta nella sua energia; un'altra parte sta nella sua versatilità molecolare.

1.2 Greggio e prodotti petroliferi

La prima distinzione da fissare è quella tra **petrolio greggio** e **prodotti petroliferi**. Il greggio è il materiale naturale estratto dal sottosuolo. I prodotti petroliferi sono invece ciò che si ottiene dopo lavorazioni industriali di separazione, conversione, trattamento e miscelazione.

Una raffineria non “produce petrolio” in senso geologico: prende un greggio già esistente e lo trasforma in prodotti utilizzabili. Questa trasformazione non è un semplice filtraggio. Secondo la EIA, tutte le raffinerie seguono tre grandi famiglie di operazioni: separazione, conversione e trattamento [2].

Fase	Che cosa fa	Perché è necessaria
Separazione	Divide il greggio in frazioni con diversi intervalli di ebollizione, soprattutto mediante distillazione atmosferica e, nelle raffinerie più complesse, distillazione sotto vuoto.	Permette di separare componenti leggeri, medi e pesanti senza trasformare ancora profondamente le molecole.
Conversione	Trasforma frazioni pesanti o meno pregiate in molecole più leggere o di maggior valore mediante processi come cracking, idrocracking, coking, reforming, isomerizzazione e alchilazione.	Aumenta la resa in prodotti richiesti dal mercato, come benzina, diesel, jet fuel e componenti ad alto numero di ottano.
Trattamento	Rimuove o riduce componenti indesiderati, come zolfo, azoto, metalli, composti instabili o corrosivi. Include processi come hydrotreating e desolforazione.	Serve a rispettare specifiche tecniche, ambientali e commerciali, proteggendo anche motori, turbine, catalizzatori e impianti.

Questa distinzione evita un equivoco frequente. Nel sottosuolo non esistono serbatoi separati di benzina, diesel e bitume. Esiste un fluido naturale complesso, il greggio, che contiene famiglie molecolari diverse. La raffineria separa, trasforma e corregge queste famiglie molecolari per ottenere prodotti finali con specifiche controllate.

1.3 Natura chimica del petrolio

1.3.1 Gli idrocarburi

Il petrolio è composto soprattutto da **idrocarburi**. Un idrocarburo è una molecola formata da carbonio e idrogeno. La molecola idrocarburica più semplice è il metano, CH_4 . Aumentando il numero di atomi di carbonio si incontrano molecole via via più grandi:

- metano, CH_4 ;
- etano, C_2H_6 ;
- propano, C_3H_8 ;
- butano, C_4H_{10} ;
- pentano, C_5H_{12} ;
- esano, C_6H_{14} ;
- eptano, C_7H_{16} ;
- ottano, C_8H_{18} ;
- molecole più grandi con decine di atomi di carbonio.

La regola generale, utile come prima mappa mentale, è che le molecole piccole tendono a essere gas, le molecole intermedie tendono a essere liquide e le molecole molto grandi tendono a essere viscosi, cerose, resinose o solide. Questa regola non dipende solo dal numero di atomi di carbonio, ma anche dalla struttura molecolare. Una catena lineare, una catena ramificata, un anello saturo e un sistema aromatico non hanno lo stesso comportamento fisico, anche se possono avere masse molecolari simili.

Il legame tra dimensione molecolare e stato fisico deriva dal fatto che, al crescere delle dimensioni della molecola, crescono in genere le forze intermolecolari. Molecole più grandi interagiscono più intensamente tra loro, evaporano meno facilmente, hanno punti di ebollizione più elevati e contribuiscono a rendere il fluido più viscoso.

Intervallo indicativo	Stato o prodotto tipico	Significato tecnico
$\text{C}_1\text{-C}_4$	Gas naturali, gas di raffineria e GPL.	Molecole molto leggere, gassose a condizioni ambiente o facilmente liquefacibili sotto pressione. Metano, etano, propano e butano sono esempi fondamentali.
$\text{C}_5\text{-C}_{10}$	Benzine e nafte leggere.	Frazioni volatili, importanti per carburanti leggeri e come cariche per processi di reforming e petrolchimica.

C_{10} - C_{16}	Cherosene e jet fuel.	Frazioni intermedie, con volatilità minore della benzina e requisiti severi per uso aeronautico.
C_{14} - C_{22}	Diesel e gasoli.	Frazioni più pesanti delle benzine, essenziali per motori diesel, trasporti pesanti, macchine operatrici e riscaldamento in alcuni usi.
C_{20} e oltre	Oli pesanti, cere, basi lubrificanti.	Molecole ad alto punto di ebollizione, spesso più viscosse, importanti per lubrificanti, cere, oli industriali e frazioni pesanti.
Frazioni molto pesanti	Residui, bitumi, resine, asfalti.	Componenti ad altissima massa molecolare o elevata polarità, difficili da vaporizzare e da convertire; tendono a concentrarsi nel fondo della distillazione.

Questa tabella non deve essere letta come una classificazione rigida. Nella pratica industriale le frazioni petrolifere sono definite soprattutto da intervalli di ebollizione, non soltanto dal numero di atomi di carbonio. Tuttavia, come schema iniziale, il numero di carboni è molto utile: aiuta a collegare molecola, volatilità, densità, viscosità e prodotto finale.

1.3.2 Frazioni petrolifere e intervalli di ebollizione

Il petrolio non viene separato in raffineria contando gli atomi di carbonio uno per uno. La separazione primaria avviene sfruttando il fatto che le diverse famiglie molecolari hanno diversi punti di ebollizione. In una colonna di distillazione, le frazioni più leggere vaporizzano più facilmente e risalgono verso zone più alte della colonna; le frazioni più pesanti condensano più in basso o restano come residuo.

Questo significa che una “frazione” non è una sostanza pura. La benzina, il cherosene o il diesel non sono singole molecole, ma miscele di molte molecole diverse che bollono in un certo intervallo e che, dopo altri trattamenti e miscele, rispettano determinate specifiche tecniche.

Concetto chiave

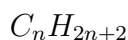
Nel petrolio non bisogna immaginare prodotti già pronti. Bisogna immaginare una popolazione molecolare. La raffineria non trova benzina già separata: costruisce un prodotto benzina selezionando, convertendo, trattando e miscelando diverse correnti di processo.

1.4 Le famiglie chimiche fondamentali

Gli idrocarburi del petrolio non si distinguono solo per dimensione, ma anche per struttura. Le famiglie più importanti sono paraffine, nafteni, aromatici, resine e asfalteni.

1.4.1 Paraffine o alcani

Gli **alcani**, detti anche **paraffine**, sono idrocarburi saturi. “Saturi” significa che, nella struttura ideale, gli atomi di carbonio sono legati tra loro da legami semplici e portano il massimo numero possibile di atomi di idrogeno. La formula generale degli alcani lineari è:



Gli alcani possono essere lineari, come il n-esano, oppure ramificati, come molti isomeri presenti nelle benzine. La ramificazione è importantissima nella qualità dei carburanti, perché influenza il comportamento alla combustione, in particolare la resistenza alla detonazione nei motori a benzina.

Le paraffine sono importanti perché possono dare buoni combustibili, buone basi per certe lavorazioni e componenti utili per i prodotti raffinati. Tuttavia le paraffine lineari pesanti possono anche creare problemi di cristallizzazione e deposito, soprattutto quando la temperatura scende. In produzione e trasporto si parla spesso di problemi da cere o wax, cioè paraffine solide o semisolidi che possono depositarsi nelle tubazioni.

1.4.2 Nafteni o cicloalcani

I **nafteni**, detti anche **cicloalcani**, sono idrocarburi saturi con struttura ad anello. Un esempio semplice è il cicloesano, C_6H_{12} . A differenza delle paraffine lineari, i nafteni hanno atomi di carbonio disposti in cicli chiusi.

I nafteni sono importanti perché influenzano densità, viscosità, comportamento termico e resa dei processi di raffinazione. Alcuni greggi sono detti a base paraffinica, altri a base naftenica, altri ancora misti. Questa distinzione è significativa per la produzione di lubrificanti, per il comportamento alle basse temperature e per la tendenza a produrre certe frazioni rispetto ad altre.

1.4.3 Aromatici

Gli **aromatici** contengono uno o più anelli aromatici. Il caso più noto è il benzene, C_6H_6 , ma nel petrolio e nelle correnti di raffineria sono importanti anche toluene, xileni e aromatici policiclici più pesanti.

Gli aromatici sono chimicamente preziosi. Molti sono materie prime fondamentali per la petrolchimica: da essi si possono ottenere solventi, polimeri, resine, fibre sintetiche e intermedi industriali. Allo stesso tempo, alcuni aromatici sono tossici, cancerogeni o regolati severamente. Il benzene, per esempio, è un composto di grande importanza

industriale ma anche una sostanza con limiti stringenti di esposizione e contenuto nei prodotti.

Dal punto di vista della raffinazione, gli aromatici possono aumentare la densità del greggio e influire sulla qualità delle frazioni. Nei carburanti, il contenuto aromatico può avere effetti su numero di ottano, emissioni, fuliggine e specifiche ambientali.

1.4.4 Resine

Le **resine** sono molecole pesanti e relativamente polari. Non hanno una definizione semplice come quella degli alcani; sono una classe operativa, legata anche al modo in cui vengono separate analiticamente dal greggio. Le resine contengono spesso eteroatomi come zolfo, azoto e ossigeno, e possono avere strutture aromatiche e nafteniche complesse.

Un aspetto essenziale è che le resine contribuiscono a stabilizzare gli asfalteni nel greggio. In termini semplici, aiutano a mantenere disperse le componenti più pesanti e problematiche. Quando cambiano pressione, temperatura, composizione del fluido o rapporto tra frazioni leggere e pesanti, l'equilibrio può rompersi e gli asfalteni possono precipitare.

1.4.5 Asfalteni

Gli **asfalteni** sono tra le componenti più complesse e problematiche del petrolio. Sono frazioni molto pesanti, ricche di strutture aromatiche condensate, catene laterali, eteroatomi e talvolta metalli. Anche in questo caso la definizione è in parte operativa: gli asfalteni sono spesso definiti come la frazione insolubile in alcani leggeri come n-pentano o n-eptano e solubile in solventi aromatici come toluene.

Gli asfalteni sono cruciali per almeno cinque ragioni:

1. aumentano la densità e spesso la viscosità del greggio;
2. rendono il greggio più difficile da produrre, trasportare e raffinare;
3. possono precipitare e depositarsi in reservoir, pozzo, tubazioni, valvole e apparecchiature;
4. tendono a concentrare zolfo, azoto, nichel e vanadio;
5. nei processi termici e catalitici possono favorire la formazione di coke.

La presenza di molti asfalteni è uno dei motivi per cui un greggio pesante non è semplicemente “un petrolio più denso”. È un greggio chimicamente più impegnativo: contiene una quota maggiore di molecole grandi, polari, aromatiche e difficili da convertire in prodotti leggeri di alto valore.

Famiglia	Carattere chimico	Effetto pratico
Paraffine	Catene sature lineari o ramificate.	Buoni combustibili e componenti utili, ma le paraffine pesanti possono dare cere e depositi.

Nafteni	Anelli saturi.	Influenzano densità, viscosità e qualità delle basi lubrificanti; importanti nel comportamento di raffinazione.
Aromatici	Molecole con anelli aromatici.	Utili per petrolchimica e ottano, ma spesso problematici per tossicità, emissioni e specifiche ambientali.
Resine	Molecole pesanti e polari.	Contribuiscono alla stabilità colloidale del greggio e alla dispersione degli asfalteni.
Asfalteni	Frazione molto pesante, aromatica, polare e complessa.	Aumentano viscosità, instabilità, depositi, metalli, zolfo, formazione di coke e difficoltà di raffinazione.

1.5 Componenti non idrocarburici

Il petrolio contiene anche componenti che non sono semplici idrocarburi. Questi componenti possono essere presenti in quantità piccole rispetto alla massa totale, ma hanno effetti enormi sul valore commerciale, sulla corrosione, sull'impatto ambientale, sui costi di raffinazione e sulla scelta degli impianti.

1.5.1 Eteroatomi: zolfo, azoto e ossigeno

Si chiamano **eteroatomi** gli atomi diversi da carbonio e idrogeno che entrano nelle molecole organiche del petrolio. I più importanti sono zolfo, azoto e ossigeno.

Lo **zolfo** è il più rilevante dal punto di vista industriale. Può essere presente in varie forme: solfuri, disolfuri, tioli, tiofeni, benzotiofeni, dibenzotiofeni e composti più complessi. Alcuni composti solforati sono più facili da rimuovere, altri sono più refrattari e richiedono condizioni più severe di trattamento.

L'**azoto** è presente in composti basici e non basici, come piridine, chinoline, carbazoli e strutture più pesanti. Anche in piccole quantità può disturbare i catalizzatori e peggiorare alcune lavorazioni di raffinaria.

L'**ossigeno** può comparire in fenoli, acidi naftenici, composti carbonilici e altre molecole polari. Gli acidi naftenici, in particolare, possono essere associati a fenomeni di corrosione ad alta temperatura in raffinaria, soprattutto in certe condizioni operative e con certi tipi di greggio.

1.5.2 Perché lo zolfo è un problema

Un greggio ricco di zolfo viene detto **sour**, cioè acido. Un greggio povero di zolfo viene detto **sweet**, cioè dolce. La terminologia è storica, ma oggi ha un significato tecnico e

commerciale preciso: riguarda il contenuto di zolfo e, in senso operativo, anche la presenza di composti solforati corrosivi e di idrogeno solforato.

Lo zolfo è un problema per tre ragioni principali.

Prima ragione: corrosione e sicurezza. Alcuni composti solforati, direttamente o attraverso trasformazioni di processo, possono contribuire a fenomeni corrosivi. L'idrogeno solforato, H_2S , è anche un gas estremamente tossico. In produzione, trasporto e raffinazione la presenza di H_2S richiede procedure, materiali, sistemi di rilevamento e dispositivi di protezione adeguati.

Seconda ragione: qualità dei combustibili ed emissioni. Se lo zolfo resta nei combustibili finali, durante la combustione può generare ossidi di zolfo, indicati genericamente come SO_x . Questi composti contribuiscono a inquinamento atmosferico, particolato secondario e piogge acide. Per questo le normative moderne impongono limiti severi al contenuto di zolfo nei carburanti.

Terza ragione: costo industriale. Rimuovere zolfo costa. Richiede unità di idrotrattamento e idrodesolforazione, consumo di idrogeno, catalizzatori, pressione, temperatura, energia, manutenzione e gestione dello zolfo recuperato. Un greggio sour non è inutilizzabile, ma richiede una raffineria più attrezzata e costi di processo più elevati.

Secondo la EIA, due caratteristiche decisive nella qualità del greggio sono densità e contenuto di zolfo; i greggi leggeri e dolci sono in genere più desiderabili perché possono essere trasformati più facilmente e a costi minori in prodotti come benzina e diesel [27].

1.5.3 Metalli: nichel e vanadio

Nel greggio possono essere presenti metalli in tracce. I più importanti sono **nichel** e **vanadio**. Si concentrano soprattutto nelle frazioni pesanti, nelle resine e negli asfalteni. Anche se le concentrazioni sono spesso espresse in parti per milione, i loro effetti industriali possono essere molto rilevanti.

I metalli sono fastidiosi perché possono **avvelenare i catalizzatori**. Un catalizzatore è una sostanza che accelera o rende possibile una trasformazione chimica senza essere consumata come reagente principale. Nelle raffinerie moderne molti processi fondamentali dipendono da catalizzatori: cracking catalitico, hydrocracking, hydrotreating, reforming. Se nichel e vanadio si depositano sui catalizzatori, ne riducono l'efficacia, alterano la selettività, aumentano la formazione di coke e accorciano la vita utile del materiale catalitico.

Questo è uno dei motivi per cui i greggi pesanti ricchi di metalli richiedono raffinerie complesse. Non basta scaldarli e distillarli. Occorre gestire una chimica più sporca, più pesante e più aggressiva verso le unità di processo.

1.5.4 Acqua, sali e sedimenti

Il greggio estratto raramente è un liquido perfettamente pulito. Può contenere acqua libera, acqua emulsificata, sali disciolti, particelle solide e sedimenti. Nel linguaggio operativo si parla spesso di BS&W, cioè *basic sediment and water*.

L'acqua può provenire dal giacimento, da acquiferi associati, da acqua iniettata per recupero secondario o da fluidi di processo. I sali più comuni sono cloruri, come cloruro di sodio, cloruro di calcio e cloruro di magnesio. Se questi sali entrano nelle unità calde della raffineria, possono provocare corrosione, incrostazioni e problemi operativi.

Per questo, prima della distillazione, il greggio passa spesso attraverso un processo di **desalting**. Il desalting consiste nel mescolare il greggio con acqua dolce per estrarre i sali dalla fase oleosa, rompere le emulsioni e poi separare acqua e olio, spesso con l'aiuto di campi elettrostatici. L'obiettivo è ridurre acqua, sali e sedimenti prima che il greggio entri nelle unità di distillazione.

1.6 Densità, API gravity e classificazione light-heavy

1.6.1 Densità e densità relativa

La densità misura quanta massa è contenuta in un certo volume:

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Nel caso dei liquidi petroliferi, la densità è una proprietà fondamentale perché influenza pompaggio, separazione, trasporto, resa in prodotti leggeri, valore commerciale e configurazione della raffineria. Un greggio più denso contiene in genere una quota maggiore di molecole pesanti, residui, resine e asfalteni. Un greggio meno denso contiene in genere più frazioni leggere e medie.

In campo petrolifero si usa spesso la **densità relativa**, o *specific gravity*, indicata qui con SG. Essa confronta la densità del liquido con quella dell'acqua a condizioni di riferimento:

$$SG = \frac{\rho_{\text{petrolio}}}{\rho_{\text{acqua}}}$$

Se $SG < 1$, il liquido è meno denso dell'acqua; se $SG > 1$, è più denso dell'acqua. Molti greggi hanno densità relativa inferiore a 1, ma i greggi extra-pesanti e i bitumi possono avvicinarsi molto alla densità dell'acqua o superarla a certe condizioni.

1.6.2 API gravity

La densità del greggio viene spesso espressa con la **API gravity**, una scala definita dall'American Petroleum Institute e usata in tutta l'industria petrolifera. La EIA fornisce la formula [26]:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{SG_{60^{\circ}F/60^{\circ}F}} - 131.5$$

dove $SG_{60^{\circ}F/60^{\circ}F}$ è la densità relativa del liquido rispetto all'acqua, misurata a 60 gradi Fahrenheit per il liquido e per l'acqua di riferimento.

La cosa più importante da ricordare è controintuitiva: **più alto è il grado API, più leggero è il petrolio**. Questo deriva direttamente dalla formula. La densità relativa SG è al denominatore. Se SG diminuisce, il rapporto $141.5/SG$ aumenta, quindi aumenta anche il valore in gradi API. Se SG aumenta, il rapporto diminuisce e il valore API scende.

Concetto chiave

API alta significa petrolio leggero. API bassa significa petrolio pesante. Non bisogna associare un numero API maggiore a un petrolio “più pesante”, ma esattamente al contrario.

Esempio: se un greggio ha $SG = 0.85$, allora:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{0.85} - 131.5 = 35.0$$

circa 35°API . È un greggio relativamente leggero. Se invece $SG = 0.97$, allora:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{0.97} - 131.5 = 14.4$$

circa 14°API . È un greggio pesante.

1.6.3 Classificazione light, medium, heavy ed extra-heavy

Le soglie possono variare leggermente a seconda di contesti, enti e convenzioni operative, ma una classificazione didattica molto usata è la seguente:

Tipo di greggio	API indicativo	Significato industriale
Leggero	$> 31^{\circ}\text{API}$	Ricco di frazioni leggere e medie; tende a produrre più facilmente benzina, nafta, cherosene e diesel.
Medio	$22 - 31^{\circ}\text{API}$	Composizione intermedia; può essere molto interessante se il contenuto di zolfo è contenuto e se la raffineria è adatta.
Pesante	$10 - 22^{\circ}\text{API}$	Ricco di frazioni pesanti, residui, resine e asfalteni; richiede conversione più severa per ottenere prodotti pregiati.
Extra-pesante	$< 10^{\circ}\text{API}$	Molto denso e spesso molto viscoso; include greggi extra-pesanti e bitumi, con grandi difficoltà di produzione, trasporto e upgrading.

Un greggio leggero non è automaticamente migliore in assoluto, ma è spesso più facile da lavorare se anche il contenuto di zolfo è basso. Un greggio pesante può essere

economicamente molto importante, ma richiede raffinerie più complesse, dotate di unità di conversione profonda, desolforazione, gestione dei residui e talvolta produzione o acquisto di molto idrogeno.

1.7 Viscosità

La **viscosità** misura la resistenza interna di un fluido allo scorrimento. In modo intuitivo, un liquido poco viscoso scorre facilmente; un liquido molto viscoso scorre con difficoltà. L'acqua ha bassa viscosità, il miele ha viscosità molto più alta, un bitume può essere estremamente viscoso o quasi solido a temperatura ambiente.

Nel petrolio la viscosità dipende da composizione, temperatura, pressione, gas disciolto e presenza di frazioni pesanti. In generale:

- temperature più alte riducono la viscosità;
- frazioni leggere e gas disciolto tendono a ridurla;
- asfalteni, resine, cere e molecole pesanti tendono ad aumentarla;
- la perdita di gas durante produzione e depressurizzazione può aumentare la viscosità dell'olio residuo.

La viscosità è decisiva in produzione. Un greggio leggero e poco viscoso può fluire più facilmente nel mezzo poroso del giacimento e nel pozzo. Un greggio molto viscoso si muove lentamente, richiede maggiore energia per essere prodotto e può avere fattori di recupero più bassi se non si usano tecniche specifiche. Nei casi estremi si ricorre a metodi termici, come iniezione di vapore, per ridurre la viscosità e rendere il petrolio mobile.

È importante non confondere densità e viscosità. Sono collegate spesso, ma non sono la stessa cosa. La densità dice quanta massa c'è in un volume. La viscosità dice quanto il fluido resiste allo scorrimento. Esistono liquidi relativamente densi ma non estremamente viscosi, e liquidi la cui viscosità cambia enormemente con temperatura e composizione.

1.8 Petrolio dolce e petrolio acido

1.8.1 Classificazione sweet-sour

Oltre alla densità, la seconda grande classificazione commerciale riguarda il contenuto di zolfo. Un greggio povero di zolfo è detto **sweet crude**; un greggio ricco di zolfo è detto **sour crude**. La EIA indica in modo operativo che i greggi con meno dell'1% di zolfo sono considerati sweet, mentre quelli con più dell'1% sono considerati sour [28].

Tipo	Zolfo	Valore industriale
------	-------	--------------------

Sweet	Basso, spesso assunto inferiore a circa 1% in peso secondo la classificazione EIA.	Più facile da raffinare, minori esigenze di desolforazione, minori problemi corrosivi e ambientali.
Sour	Alto, spesso assunto superiore a circa 1% in peso secondo la classificazione EIA.	Richiede più trattamento, più idrogeno, catalizzatori, controllo di H_2S e impianti adatti.

La distinzione sweet-sour è indipendente dalla distinzione light-heavy. Un greggio può essere leggero e dolce, leggero e acido, pesante e dolce, pesante e acido. Nella pratica, la combinazione più desiderata è spesso **light sweet crude**, perché unisce bassa densità e basso zolfo. La combinazione più difficile è spesso **heavy sour crude**, perché unisce frazioni pesanti, alta viscosità, più residui, più zolfo e spesso più metalli.

1.8.2 Matrice densità-zolfo

	Sweet	Sour
Light	In genere molto pregiato: alta resa potenziale in frazioni leggere e minori costi di trattamento.	Buona resa in frazioni leggere, ma richiede desolforazione e gestione dei composti solforati.
Heavy	Può essere interessante per alcuni usi, ma resta difficile per densità, viscosità e residui.	Caso industrialmente più impegnativo: richiede conversione profonda, desolforazione, gestione metalli, coke e residui.

Il valore di un greggio non dipende solo dal prezzo generale del petrolio. Dipende dalla compatibilità tra quel greggio e la raffineria che lo lavora. Una raffineria semplice, orientata a greggi leggeri e dolci, può non essere adatta a un greggio pesante e acido. Una raffineria complessa, dotata di coker, hydrocracker, hydrotreaters e unità di recupero zolfo, può invece trasformare greggi più difficili in prodotti di valore, acquistandoli spesso a sconto rispetto ai greggi più facili.

1.9 Perché due petroli possono essere molto diversi

Dire “petrolio” è come dire “roccia” o “vino”: la parola indica una categoria, non un oggetto uniforme. Due giacimenti possono produrre entrambi petrolio, ma i due greggi possono avere valore, colore, odore, densità, viscosità, zolfo, metalli, acidità e comportamento di raffinazione molto diversi.

Le differenze dipendono da molti fattori:

- tipo di materia organica originaria;

- ambiente deposizionale della roccia madre;
- grado di maturazione termica;
- profondità e temperatura raggiunte durante la storia geologica;
- migrazione primaria e secondaria;
- interazione con rocce e acqua di formazione;
- biodegradazione;
- perdita di frazioni leggere;
- miscelazione tra fluidi di origini diverse;
- presenza di zolfo, metalli, acidi organici, resine e asfalteni.

Un greggio leggero e dolce può essere chiaro, fluido e relativamente facile da distillare. Un greggio pesante può essere scuro, viscoso, ricco di frazioni residue e povero di componenti leggeri. Un bitume può richiedere riscaldamento o diluizione solo per essere movimentato. Queste differenze non sono dettagli: determinano costi upstream, trasporto, scelta degli oleodotti, qualità della raffineria necessaria, emissioni, prezzo di vendita e margini.

1.10 Origine geologica: quadro introduttivo

La spiegazione completa dell'origine geologica verrà sviluppata nel modulo di geologia petrolifera. Qui serve però fissare il quadro generale, perché la natura chimica del petrolio non si capisce senza la sua storia geologica.

Il petrolio si forma principalmente a partire da materia organica accumulata in bacini sedimentari. In molti casi la materia organica originaria proviene da organismi microscopici marini o lacustri, come alghe, plancton e altri organismi. Quando questa materia organica si deposita in ambienti poveri di ossigeno, può sfuggire alla decomposizione completa. Se viene sepolta da nuovi sedimenti, entra progressivamente in condizioni di pressione e temperatura crescenti.

Nel tempo geologico la materia organica si trasforma. Prima si forma un materiale solido disperso nella roccia madre, chiamato **kerogene**. Con l'aumento della temperatura e con tempi sufficientemente lunghi, il kerogene può generare idrocarburi liquidi e gassosi. Questa trasformazione non è istantanea: richiede milioni di anni e una finestra termica adeguata.

In modo molto schematico:

1. organismi microscopici e materia organica si accumulano con sedimenti fini;
2. l'ambiente povero di ossigeno limita la distruzione completa della materia organica;
3. il seppellimento aumenta pressione e temperatura;
4. la materia organica diventa kerogene;
5. il kerogene maturo genera petrolio e gas;

6. gli idrocarburi migrano dalla roccia madre verso rocce più permeabili;
7. se incontrano una trappola e una roccia di copertura impermeabile, possono accumularsi in un giacimento.

Il petrolio è quindi il risultato di una storia geologica selettiva. Non basta avere materia organica. Servono seppellimento, maturazione, espulsione, migrazione, roccia serbatoio, copertura e trappola. In assenza di uno di questi elementi, il sistema petrolifero può non generare accumuli sfruttabili.

1.11 Perché il petrolio è così potente

Il petrolio ha dominato il Novecento e resta centrale nel mondo contemporaneo perché possiede una combinazione rara di proprietà fisiche, chimiche e logistiche.

1.11.1 È liquido

Rispetto al carbone, il petrolio ha il grande vantaggio di essere liquido in molte condizioni ambientali. Questo significa che può essere pompato, caricato, scaricato, stoccato in serbatoi, trasportato in oleodotti e trasferito tra navi, terminali e raffinerie. La liquidità ha un valore enorme nella logistica industriale.

Un materiale solido deve essere estratto, frantumato, movimentato con nastri, vagoni, gru, stive e depositi. Un liquido può scorrere in una rete chiusa di tubazioni, serbatoi, pompe e valvole. Questa differenza ha contribuito a rendere il petrolio una fonte energetica molto più flessibile per la mobilità moderna.

1.11.2 Ha alta densità energetica

Il petrolio e i suoi derivati concentrano molta energia in poco volume e in poca massa rispetto a molte alternative. Questa proprietà è decisiva per trasporti, aviazione, navigazione e mezzi militari. Un aereo, una nave o un camion hanno bisogno di combustibili con grande energia specifica e volumetrica, perché il carburante stesso è parte del carico da trasportare.

La benzina, il diesel e il jet fuel sono così importanti non solo perché bruciano, ma perché possono essere accumulati a bordo in serbatoi relativamente compatti, alimentando motori potenti con un'infrastruttura di rifornimento efficiente.

1.11.3 È trasformabile

Il greggio è una materia prima trasformabile. Da una stessa carica si possono ottenere gas, benzine, nafta, cheroseni, gasoli, oli, bitumi e materie prime petrolchimiche. La raffineria moderna non è una semplice distilleria: è un sistema integrato che separa, rompe, ricombina, idrogena, purifica e miscela molecole.

Questa trasformabilità permette di adattare la produzione alla domanda. Se il mercato richiede più diesel, più benzina o più jet fuel, la raffineria può modificare assetto operativo entro certi limiti. Naturalmente non tutto è possibile: il tipo di greggio e la configurazione dell'impianto impongono vincoli forti. Però la flessibilità resta molto maggiore rispetto a una materia prima meno versatile.

1.11.4 È compatibile con motori, turbine e petrolchimica

Il petrolio ha alimentato la mobilità di massa perché i suoi derivati sono compatibili con motori a combustione interna, turbine aeronautiche, motori navali, generatori, macchine agricole, mezzi da cantiere e sistemi militari. Ha inoltre alimentato la petrolchimica, cioè la trasformazione di idrocarburi in materiali e intermedi chimici.

Il risultato è che il petrolio non è solo un combustibile. È una piattaforma materiale. Dalla raffinazione e dalla petrolchimica derivano prodotti che entrano in trasporti, edilizia, medicina, imballaggi, elettronica, agricoltura, tessile, logistica e manifattura.

1.12 Il petrolio come infrastruttura della civiltà industriale

Il petrolio non è soltanto una merce. È un'infrastruttura della civiltà industriale. Attorno al petrolio nascono porti, oleodotti, terminali, raffinerie, depositi, flotte di petroliere, borse merci, contratti futures, standard di qualità, cartelli internazionali, sistemi militari, sanzioni, crisi energetiche e alleanze geopolitiche.

Il carbone ha alimentato la prima rivoluzione industriale, soprattutto fabbriche, ferrovie, acciaio e produzione di vapore. Il petrolio ha alimentato la mobilità di massa, l'aviazione, la logistica globale, la guerra moderna, la motorizzazione privata, l'agricoltura meccanizzata e la petrolchimica. Per capire il mondo contemporaneo bisogna capire il petrolio: non solo come combustibile, ma come sistema tecnico, economico e politico.

Questa centralità spiega perché il petrolio abbia un peso superiore alla sua definizione chimica. Una variazione nella disponibilità di greggio, nella sicurezza di una rotta marittima, nella capacità di raffinazione o nel prezzo di un benchmark può avere conseguenze su inflazione, trasporti, bilance commerciali, stabilità politica e strategie militari.

1.13 Parametri fondamentali da leggere in una scheda di greggio

Quando si valuta un greggio, non basta sapere quanti barili sono disponibili. Bisogna sapere che tipo di barili sono. Una scheda tecnica di greggio può includere decine di proprietà, ma in un primo corso è essenziale imparare a riconoscere almeno le seguenti.

Parametro	Che cosa indica	Perché conta
-----------	-----------------	--------------

API gravity	Misura inversa della densità rispetto all'acqua.	API alta indica greggio più leggero; API bassa indica greggio più pesante. Influenza prezzo, resa e lavorabilità.
Densità	Massa per unità di volume.	Condiziona trasporto, separazione, resa in frazioni leggere e comportamento di processo.
Viscosità	Resistenza allo scorrimento.	Determina facilità di produzione, pompaggio, trasporto e necessità di riscaldamento o diluizione.
Zolfo totale	Quantità di zolfo nel greggio, spesso in percentuale in peso.	Determina classificazione sweet-sour, costi di desolforazione, emissioni e corrosione.
Acidità, TAN	Total Acid Number, misura della componente acida.	Può indicare rischio di corrosione da acidi naftenici in raffineria.
Metalli	Soprattutto nichel e vanadio.	Possono avvelenare catalizzatori e concentrarsi nei residui pesanti.
Asfalteni	Frazione pesante insolubile in alcani leggeri.	Indicano rischio di viscosità elevata, instabilità, depositi e coke.
BS&W	Sedimenti di base e acqua.	Influenza qualità commerciale, corrosione, desalting e problemi operativi.
Resa distillativa	Distribuzione delle frazioni per intervallo di ebollizione.	Dice quanta benzina, nafta, cherosene, diesel, gasolio da vuoto e residuo si possono ottenere.

1.14 Sintesi ragionata del modulo

Il petrolio greggio è una miscela naturale, non una sostanza pura. È composto soprattutto da idrocarburi, ma contiene anche zolfo, azoto, ossigeno, metalli, acqua, sali e sedimenti. Le sue molecole variano per dimensione e struttura: possono essere gas leggeri, componenti liquidi, frazioni pesanti, cere, resine e asfalteni.

La raffineria non si limita a separare il petrolio come se fosse una miscela semplice. La raffinazione moderna separa le frazioni, converte molecole pesanti in molecole più leggere o più pregiate, rimuove impurità e miscela correnti diverse per ottenere prodotti con specifiche precise.

Il valore di un greggio dipende da composizione chimica, densità, API gravity, viscosità, zolfo, metalli, asfalteni, acqua, sali e resa in prodotti pregiati. Un greggio leggero e dolce è in genere più facile e più redditizio da lavorare rispetto a un greggio pesante e acido, anche se il valore finale dipende sempre dal mercato e dalla configurazione della raffineria.

Il petrolio ha avuto un ruolo storico enorme perché è liquido, concentrato, trasportabile, stoccabile, trasformabile e compatibile con motori, turbine, logistica globale e chimica industriale. Per questo non è solo una fonte energetica: è una delle infrastrutture materiali della modernità.

1.15 Concetti da memorizzare

1. Il petrolio non è una sostanza pura: è una miscela naturale complessa.
2. Il petrolio è composto soprattutto da idrocarburi, cioè molecole formate da carbonio e idrogeno.
3. Il greggio contiene anche zolfo, azoto, ossigeno, metalli, acqua, sali e sedimenti.
4. Molecole piccole tendono a dare gas e frazioni leggere; molecole grandi tendono a dare oli pesanti, cere, residui e bitumi.
5. Le frazioni industriali sono definite soprattutto da intervalli di ebollizione, non solo dal numero di atomi di carbonio.
6. Paraffine, nafteni, aromatici, resine e asfalteni hanno comportamenti industriali diversi.
7. Gli asfalteni sono importanti perché aumentano viscosità, instabilità, depositi, metalli, zolfo e formazione di coke.
8. La API gravity è una scala inversa della densità: API alta significa petrolio leggero, API bassa significa petrolio pesante.
9. Un greggio sweet ha basso zolfo; un greggio sour ha alto zolfo.
10. Lo zolfo è un problema perché genera costi di trattamento, rischi di corrosione, problemi ambientali e requisiti di sicurezza.
11. Nichel e vanadio sono metalli problematici perché possono avvelenare i catalizzatori.
12. La viscosità misura la resistenza allo scorrimento e condiziona produzione, pompaggio e trasporto.
13. Una raffineria separa, converte e tratta: non si limita a “dividere” il greggio.
14. Il petrolio è stato storicamente più flessibile del carbone perché è liquido, denso di energia, trasportabile e trasformabile in molti prodotti.

1.16 Domande di controllo

1. Perché dire “il petrolio è una sostanza” è tecnicamente impreciso?

2. Che differenza c'è tra petrolio greggio e prodotto petrolifero?
3. Perché una raffineria non “produce petrolio”, ma prodotti petroliferi?
4. Che cosa significa dire che il petrolio è energia chimica concentrata?
5. Che cos'è un idrocarburo?
6. Perché molecole più grandi tendono a dare prodotti più pesanti?
7. Perché le frazioni petrolifere sono definite soprattutto da intervalli di ebollizione?
8. Qual è la differenza tra paraffine, nafteni e aromatici?
9. Perché gli aromatici sono utili ma anche problematici?
10. Che ruolo hanno resine e asfalteni nel greggio?
11. Perché gli asfalteni sono importanti nella produzione e nella raffinazione?
12. Che cosa sono gli eteroatomi?
13. Perché lo zolfo è un problema industriale?
14. Che cosa significa sweet crude?
15. Che cosa significa sour crude?
16. Che cosa indica la densità di un greggio?
17. Che cos'è la densità relativa o specific gravity?
18. Che cosa significa API gravity?
19. Perché API alta significa petrolio leggero?
20. Come si distinguono greggi leggeri, medi, pesanti ed extra-pesanti?
21. Perché densità e viscosità non sono la stessa cosa?
22. Perché nichel e vanadio sono problematici in raffineria?
23. Che cosa sono acqua, sali e sedimenti nel greggio?
24. A cosa serve il desalting?
25. Perché il greggio light sweet è spesso più apprezzato di un greggio heavy sour?
26. Perché il valore di un greggio dipende anche dalla configurazione della raffineria?
27. Perché il petrolio ha avuto un ruolo storico più flessibile del carbone?
28. In che senso il petrolio è anche una piattaforma materiale per la petrolchimica?
29. Perché il petrolio può essere definito infrastruttura della civiltà industriale?

Capitolo 2

Geologia petrolifera

2.1 Idea fondamentale

La geologia petrolifera studia come gli idrocarburi si formano, migrano, si accumulano e si conservano nel sottosuolo. Non si limita a chiedere se in un'area esista petrolio. La domanda corretta è più complessa: esiste un insieme coerente di rocce, strutture, temperature, tempi geologici e processi capace di generare un accumulo di petrolio o gas?

Questo punto è essenziale. Non basta avere materia organica. Non basta avere una roccia porosa. Non basta avere una piega o una faglia. Non basta neppure avere una copertura impermeabile. Serve un sistema completo, in cui ogni elemento sia presente e in cui gli eventi siano avvenuti nell'ordine giusto.

Sistema petrolifero. Secondo l'impostazione AAPG, un sistema petrolifero comprende gli elementi e i processi geologici necessari all'esistenza di un accumulo di petrolio o gas: roccia madre, roccia serbatoio, roccia di copertura, sovraccarico, formazione della trappola, generazione, espulsione, migrazione e accumulo degli idrocarburi [29].

La frase da scolpire è questa:

Concetto chiave

Un giacimento petrolifero non è un oggetto isolato, ma il risultato finale di un sistema geologico funzionante.

La parola “sistema” non è decorativa. Significa che un giacimento nasce dall'interazione tra elementi diversi. Se anche uno solo di questi elementi manca, è troppo debole, arriva troppo tardi o viene distrutto, il sistema può fallire. Una roccia madre eccellente senza trappola può generare idrocarburi che si disperdono. Una trappola perfetta senza roccia madre matura resta vuota. Un serbatoio poroso senza copertura non conserva l'accumulo. Una copertura efficace può essere inutile se il petrolio è stato generato prima della sua formazione.

2.2 Il sistema petrolifero

Un sistema petrolifero può essere immaginato come una macchina naturale. Non ha ingranaggi metallici, ma ha elementi e processi. Gli elementi sono le rocce, le geometrie e il contesto geologico. I processi sono gli eventi che trasformano la materia organica in idrocarburi, li spostano e li intrappolano.

2.2.1 Elementi principali

Elemento	Funzione nel sistema petrolifero
Roccia madre	Genera petrolio e gas a partire da materia organica trasformata in kerogene e poi in idrocarburi.
Roccia serbatoio	Ospita gli idrocarburi nei pori e, se è sufficientemente permeabile, permette il loro movimento verso il pozzo.
Roccia di copertura	Impedisce agli idrocarburi di continuare a migrare verso l'alto o lateralmente, sigillando il sistema.
Trappola	Crea una geometria favorevole all'accumulo, cioè una chiusura in cui olio e gas possono concentrarsi.
Sovraccarico sedimentario	Fornisce seppellimento, pressione e temperatura, permettendo maturazione della materia organica e generazione di idrocarburi.
Bacino sedimentario	È il contesto geologico complessivo in cui si accumulano sedimenti, si sviluppano rocce madri, serbatoi, coperture e strutture.

2.2.2 Processi principali

Processo	Significato
Deposizione	Accumulo di sedimenti e materia organica in un bacino sedimentario.
Seppellimento	Aumento progressivo di profondità dovuto al deposito di nuovi sedimenti sopra quelli precedenti.
Maturazione termica	Trasformazione della materia organica per effetto di temperatura, pressione e tempo geologico.
Generazione	Produzione di petrolio e gas a partire dal kerogene o da idrocarburi precedentemente formati.
Espulsione	Uscita degli idrocarburi dalla roccia madre.
Migrazione primaria	Movimento degli idrocarburi dalla roccia madre verso l'esterno della roccia madre.
Migrazione secondaria	Movimento degli idrocarburi attraverso rocce permeabili, faglie o fratture verso una trappola.

Accumulo	Concentrazione degli idrocarburi in una roccia serbatoio sotto una copertura efficace.
Conservazione	Mantenimento dell'accumulo nel tempo geologico senza perdita, biodegradazione eccessiva o distruzione termica.

L'esplorazione petrolifera è, in gran parte, la verifica di questa catena. Ogni pozzo esplorativo testa un'ipotesi di sistema. Un pozzo secco non dice semplicemente “non c'è petrolio”. Spesso dice qualcosa di molto più preciso: la trappola non era chiusa, la roccia madre non era matura, la migrazione non ha raggiunto il serbatoio, il sigillo ha perso, il serbatoio era troppo cementato, il petrolio è stato biodegradato o il timing era sbagliato.

2.3 Roccia madre

La **roccia madre**, o *source rock*, è la roccia nella quale si genera il petrolio. Di solito è una roccia sedimentaria fine, ricca di materia organica, come argillite, marna, shale organico, scisto bituminoso o calcare organico.

Non tutte le rocce sedimentarie possono generare petrolio. Una sabbia pulita può essere un eccellente serbatoio, ma in genere non è una buona roccia madre perché non trattiene molta materia organica. Una roccia carbonatica compatta può essere un buon sigillo o un serbatoio fratturato, ma non necessariamente una sorgente. Una roccia madre deve possedere tre requisiti fondamentali.

Requisito	Significato
Ricchezza organica	Deve contenere abbastanza materia organica. In geochimica petrolifera si valuta spesso con il TOC, cioè <i>Total Organic Carbon</i> .
Tipo di materia organica	La materia organica deve essere adatta a generare olio, gas o entrambi. Non tutta la materia organica ha lo stesso potenziale.
Maturità termica	La roccia deve essere stata portata, per tempo sufficiente, a temperature adeguate alla generazione di idrocarburi.

La materia organica deriva soprattutto da organismi microscopici: alghe, plancton, batteri, frammenti vegetali e materiale organico disperso nei sedimenti. Questi materiali si depositano sul fondo di mari, laghi, lagune o bacini poveri di ossigeno. La povertà di ossigeno è decisiva: se l'ambiente è troppo ossigenato, la materia organica viene ossidata, consumata da organismi decompositori e distrutta prima di poter entrare nella storia geologica del petrolio.

In un ambiente anossico o povero di ossigeno, invece, una parte della materia organica può conservarsi. Se viene rapidamente sepolta da sedimenti fini, viene isolata dall'ossigeno e comincia una trasformazione lunga e progressiva.

Il percorso concettuale è:

materia organica $\rightarrow$ kerogene $\rightarrow$ petrolio $\rightarrow$ gas

Il **kerogene** è la materia organica solida, insolubile, dispersa nella roccia madre. Non è ancora petrolio. È il precursore del petrolio. Con l'aumento della temperatura e con tempi geologici sufficienti, il kerogene si trasforma progressivamente in idrocarburi liquidi e gassosi.

2.4 Tipi di kerogene

Il tipo di kerogene determina il potenziale produttivo della roccia madre. In termini semplici, non conta solo quanta materia organica c'è, ma che tipo di materia organica è. Una roccia ricca di materiale algale idrogenato non si comporta come una roccia ricca di materiale vegetale terrestre carbonioso.

Tipo	Origine prevalente	Tendenza produttiva
Tipo I	Alghe lacustri e materia organica molto idrogenata.	Molto favorevole alla generazione di petrolio liquido; tipico di alcuni ambienti lacustri anossici.
Tipo II	Plancton marino, alghe marine e materia organica mista marina.	Genera petrolio e gas; è uno dei tipi più importanti nei sistemi petroliferi marini classici.
Tipo III	Materiale vegetale terrestre, legni, tessuti vascolari, materia organica continentale.	Tende a generare soprattutto gas, con potenziale petrolifero più limitato.
Tipo IV	Materia organica ossidata, rimaneggiata o molto degradata.	Scarso potenziale; tende a essere povero di idrogeno e poco interessante per la generazione di idrocarburi.

Il principio chimico di base è semplice: più la materia organica è ricca di idrogeno, più è adatta a generare idrocarburi liquidi. Gli idrocarburi del petrolio sono ricchi di legami carbonio-idrogeno. Se il materiale di partenza è relativamente idrogenato, può produrre una quota maggiore di liquidi. Se invece è più carbonioso, ossidato o povero di idrogeno, tende a generare gas o ad avere potenziale molto basso.

Questa distinzione è fondamentale perché due rocce madri con lo stesso contenuto totale di carbonio organico possono avere valore petrolifero diverso. Una può generare olio, un'altra prevalentemente gas, un'altra quasi nulla.

2.5 Maturazione termica

La roccia madre genera petrolio solo se raggiunge la giusta temperatura per un tempo sufficiente. Se resta troppo fredda, la materia organica rimane immatura. Se diventa

troppo calda, il petrolio generato può rompersi ulteriormente e trasformarsi in gas. Se il riscaldamento è estremo, anche il gas può essere distrutto o trasformato in residui carboniosi.

La maturazione avviene con il seppellimento. Man mano che nuovi sedimenti si accumulano sopra la roccia madre, essa scende a profondità maggiori. La temperatura aumenta secondo il gradiente geotermico, cioè l'aumento di temperatura con la profondità. Un valore medio spesso usato come ordine di grandezza è circa 25-30 °C per chilometro, ma il valore reale varia molto da bacino a bacino.

Intervallo termico indicativo	Processo dominante
< 60 °C	Materia organica immatura; prevalgono trasformazioni precoci, ma non generazione efficace di petrolio convenzionale.
60 – 120 °C	Finestra dell'olio; il kerogene può generare prevalentemente idrocarburi liquidi.
120 – 160 °C	Olio leggero, condensati e gas umido; parte degli idrocarburi liquidi può essere trasformata in molecole più leggere.
> 160 °C	Generazione prevalente di gas secco e possibile sovrarmaturazione.

Questi valori sono indicativi, non assoluti. Dipendono dal tipo di kerogene, dal tempo geologico, dalla pressione, dal gradiente geotermico, dalla velocità di seppellimento e dalla storia termica del bacino. La temperatura da sola non basta: una roccia esposta a una temperatura moderata per un tempo lunghissimo può maturare diversamente da una roccia riscaldata rapidamente.

Il concetto fondamentale è la **finestra dell'olio**. È l'intervallo di temperatura e profondità in cui la materia organica genera prevalentemente petrolio liquido. Prima della finestra dell'olio non si genera abbastanza petrolio. Dopo la finestra dell'olio, gli idrocarburi liquidi possono essere convertiti in gas.

2.6 Timing geologico

In geologia petrolifera non conta solo che gli elementi esistano. Conta quando esistono. Il petrolio deve essere generato quando esistono già vie di migrazione e trappole capaci di riceverlo.

Se la sequenza è:

roccia madre genera petrolio → trappola non ancora formata → dispersione

il sistema può fallire.

Se invece la sequenza è:

trappola formata → generazione → migrazione → accumulo

il sistema può funzionare.

Il petrolio non aspetta che la geologia finisca di preparare la trappola. Se viene generato troppo presto, può disperdersi o raggiungere la superficie. Se viene generato troppo tardi, può trovare vie di migrazione non più efficaci, trappole già danneggiate o condizioni termiche sfavorevoli. La geologia petrolifera è quindi anche una scienza del calendario profondo.

Per studiare questo problema si costruiscono i **burial history charts**, cioè diagrammi di storia di seppellimento. Essi mostrano come la profondità di una formazione cambia nel tempo geologico, come varia la temperatura, quando la roccia madre entra nella finestra dell'olio e quando avvengono eventi tettonici, formazione di trappole, fagliazioni, erosione o sollevamento.

Concetto chiave

Una trappola formata dopo la migrazione può essere geologicamente bella ma petroliferamente inutile. Il timing è spesso la differenza tra un giacimento e un pozzo secco.

2.7 Migrazione primaria

Una volta generati, gli idrocarburi devono uscire dalla roccia madre. Questo passaggio si chiama **migrazione primaria**. È uno dei processi più delicati del sistema petrolifero.

La roccia madre è spesso una roccia molto fine e poco permeabile. Questo crea un paradosso: il petrolio nasce in una roccia che, proprio per la sua natura fine e compatta, non lo lascia muovere facilmente. Gli idrocarburi si formano in pori piccolissimi, tra minerali argillosi e materia organica, e devono superare forze capillari elevate.

La migrazione primaria è quindi:

roccia madre → fuori dalla roccia madre

Non bisogna immaginarla come un fiume di petrolio che scorre in una cavità. È un processo lento, distribuito, microscopico e fisicamente complesso. Può avvenire per aumento di pressione interna, microfratturazione, compattazione, espansione dei fluidi, generazione di idrocarburi e differenze di pressione.

Quando la pressione degli idrocarburi nella roccia madre supera le resistenze capillari e meccaniche, una parte dei fluidi può essere espulsa verso rocce più permeabili. Da questo momento gli idrocarburi entrano in un sistema di migrazione più ampio.

2.8 Migrazione secondaria

Dopo essere usciti dalla roccia madre, gli idrocarburi si muovono attraverso rocce permeabili, faglie, fratture o strati conduttivi. Questo processo è la **migrazione secondaria**.

La migrazione secondaria è:

fuori dalla roccia madre $\rightarrow$ verso il serbatoio e la trappola

Il motore fisico principale è la galleggiabilità. Nel sottosuolo, i pori delle rocce sono spesso saturi d'acqua. Olio e gas hanno densità minore dell'acqua, quindi tendono a risalire. Il gas è generalmente meno denso dell'olio; l'olio è generalmente meno denso dell'acqua. Lo schema concettuale è:

$$\rho_{\text{gas}} < \rho_{\text{olio}} < \rho_{\text{acqua}}$$

Per questo, in un accumulo convenzionale, la disposizione ideale dei fluidi è:

gas in alto $\rightarrow$ olio al centro $\rightarrow$ acqua in basso

La migrazione continua finché gli idrocarburi non incontrano una barriera. La barriera può essere una roccia di copertura impermeabile, un cambiamento laterale di facies, una faglia sigillante o una combinazione di più elementi. Se non incontrano alcuna trappola efficace, gli idrocarburi possono continuare a migrare, disperdersi, degradarsi o raggiungere la superficie sotto forma di seep, bitumi o emissioni naturali di gas.

2.9 Roccia serbatoio

La **roccia serbatoio**, o *reservoir rock*, è la roccia capace di contenere e trasmettere idrocarburi. In senso esplorativo, reservoir può indicare una roccia porosa e permeabile potenzialmente capace di ospitare fluidi; in senso ingegneristico, indica spesso una roccia che contiene idrocarburi e fluidi associati [30].

Le due proprietà chiave sono porosità e permeabilità.

Proprietà	Significato
Porosità	Quantità di spazio vuoto nella roccia rispetto al volume totale. Indica quanto fluido può essere contenuto.
Permeabilità	Capacità della roccia di lasciar muovere i fluidi attraverso pori collegati, microfratture o fratture. Indica quanto facilmente il fluido può fluire.

La porosità dice quanto spazio c'è. La permeabilità dice se quello spazio comunica. Questa distinzione è fondamentale. Una roccia può essere molto porosa ma poco permeabile. Alcune argille, per esempio, possono contenere molta acqua in micropori, ma

non permettono un flusso efficace. Una buona roccia serbatoio deve avere pori non solo presenti, ma collegati.

Roccia	Caratteristiche come serbatoio
Arenaria	Pori tra granuli di sabbia; può avere ottima porosità e permeabilità se non è troppo cementata.
Calcare	Può avere porosità primaria o secondaria; spesso molto variabile e controllato da dissoluzione, fratture e diagenesi.
Dolomia	Può sviluppare buona porosità secondaria; la dolomitizzazione può migliorare o complicare il sistema poroso.
Rocce fratturate	Il flusso avviene soprattutto attraverso fratture; anche rocce compatte possono diventare serbatoi se fratturate.
Carbonati carsificati	Possono contenere cavità, vug e porosità molto complessa, con forti eterogeneità.

Nelle arenarie, la porosità è spesso legata agli spazi intergranulari. Nei carbonati, invece, il quadro è più complesso: dissoluzione, cementazione, dolomitizzazione, fratturazione e ricristallizzazione possono creare, modificare o distruggere porosità.

2.10 Porosità primaria e secondaria

La porosità può essere primaria o secondaria.

La **porosità primaria** nasce insieme alla roccia. In una sabbia appena deposta, gli spazi tra i granuli sono pori primari. Se la sabbia viene sepolta, compattata e cementata fino a diventare arenaria, una parte di quegli spazi può conservarsi. In questo caso l'arenaria può diventare un buon serbatoio.

La **porosità secondaria** nasce dopo la formazione della roccia. Può derivare da dissoluzione di minerali, fratturazione tettonica, dolomitizzazione, carsismo, contrazione, brecciatura o altri processi diagenetici.

Tipo	Origine	Esempio
Primaria	Deposizione originaria e disposizione iniziale dei granuli o dei componenti della roccia.	Pori intergranulari in arenaria.
Secondaria	Processi successivi alla deposizione e alla litificazione.	Fratture, cavità di dissoluzione, pori da dolomitizzazione.

Nei carbonati, la porosità secondaria è spesso decisiva. Un calcare inizialmente compatto può diventare un ottimo serbatoio se viene fratturato o dissolto. Viceversa, una roccia inizialmente porosa può diventare pessima se i pori vengono chiusi da cementazione minerale.

2.11 Permeabilità

La permeabilità misura la facilità con cui un fluido attraversa una roccia. È una proprietà dinamica. Non dice solo quanto spazio vuoto esiste, ma quanto bene quello spazio è collegato.

Una roccia con pori grandi e connessi ha alta permeabilità. Una roccia con micropori isolati ha bassa permeabilità. Una roccia con bassa porosità primaria può comunque avere buona permeabilità se attraversata da fratture aperte e connesse.

Combinazione	Significato petrolifero
Porosità alta + permeabilità alta	Ottimo serbatoio potenziale: contiene fluidi e può produrli con relativa facilità.
Porosità alta + permeabilità bassa	Il fluido può essere presente, ma è difficile da estrarre; tipico di rocce fini o microporose.
Porosità bassa + permeabilità alta per fratture	Possibile serbatoio fratturato; la matrice contiene poco, ma le fratture possono controllare il flusso.
Porosità bassa + permeabilità bassa	Pessimo serbatoio convenzionale; può agire piuttosto come copertura o roccia compatta.

La permeabilità è spesso espressa in darcy o millidarcy. Un reservoir convenzionale può avere permeabilità da pochi millidarcy a centinaia o migliaia di millidarcy. Le rocce non convenzionali, come shale oil e tight oil, possono avere permeabilità estremamente basse. In questi casi, per ottenere flusso economico, si usano pozzi orizzontali e fratturazione idraulica.

2.12 Roccia di copertura

La **roccia di copertura**, o *seal rock*, è una roccia impermeabile o poco permeabile che impedisce agli idrocarburi di continuare a migrare. Senza copertura non c'è accumulo duraturo. Gli idrocarburi, essendo più leggeri dell'acqua, tenderebbero a risalire fino alla superficie o a disperdersi.

Tipo di copertura	Caratteristiche
Argilliti	Rocce molto fini, con pori piccoli e bassa permeabilità; sono tra le coperture più comuni.
Marne	Rocce miste argilla-carbonato; possono essere buoni sigilli se sufficientemente compatte.
Evaporiti	Sale, anidrite e gesso; spesso eccellenti coperture per bassissima permeabilità.
Shale compatto	Rocce fini e laminate, con permeabilità molto bassa.

Carbonati molto com- patti	Possono agire da sigillo se poco fratturati e con porosità connessa molto bassa.
-------------------------------	---

Le evaporiti, soprattutto il sale, sono tra le migliori coperture geologiche. Il sale è molto impermeabile e può deformarsi plasticamente. Questa deformabilità può creare strutture complesse come diapiri salini, cupole di sale e trappole associate.

La capacità di una copertura non dipende solo dalla permeabilità. Dipende anche dalla **pressione capillare di ingresso**, cioè dalla pressione necessaria affinché l'idrocarburo riesca a entrare nei pori della roccia sigillante. Se la pressione degli idrocarburi supera la capacità del sigillo, il sistema può perdere.

Una copertura può fallire per diversi motivi:

- fratturazione tettonica;
- sovrappressione degli idrocarburi;
- erosione o sollevamento che riduce il carico litostatico;
- riattivazione di faglie;
- dissoluzione o alterazione della roccia sigillante;
- pressione di colonna idrocarburica superiore alla soglia capillare.

2.13 Trappole petrolifere

Una **trappola** è una configurazione geologica che permette agli idrocarburi di accumularsi invece di disperdersi. L'AAPG definisce la trappola come una disposizione geometrica di rocce permeabili e meno permeabili che, insieme alle proprietà fisiche e chimiche dei fluidi nel sottosuolo, consente l'accumulo di idrocarburi [31].

Una trappola richiede tre componenti fondamentali.

Elemento	Funzione
Serbatoio	Contiene gli idrocarburi e li lascia muovere al suo interno.
Copertura	Blocca la migrazione verticale o laterale.
Geometria di chiusura	Impedisce la fuga laterale o verticale degli idrocarburi, creando un volume chiuso fino a un punto di spill.

Una trappola non è automaticamente un giacimento. Una trappola è una possibilità geometrica. Diventa accumulo solo se viene caricata da idrocarburi e se li conserva. Una struttura può essere perfetta dal punto di vista geometrico ma vuota dal punto di vista petrolifero.

2.14 Trappole strutturali

Le trappole strutturali derivano da deformazioni tettoniche o deformazioni post-deposizionali: pieghe, faglie, sollevamenti, inversioni tettoniche, cupole saline, blocchi inclinati.

La più classica è la **trappola anticlinale**. Un anticlinale è una piega convessa verso l'alto. Se una roccia serbatoio permeabile è piegata ad arco e coperta da una roccia impermeabile, gli idrocarburi migrano verso la sommità della struttura e restano intrappolati sotto il sigillo.

Il principio è semplice: olio e gas risalgono lungo il serbatoio finché la geometria e la copertura impediscono ulteriore movimento. Nel punto più alto della struttura si concentra il gas; sotto può trovarsi olio; più in basso acqua.

Tipo di trappola strutturale	Meccanismo
Anticlinale	Piega verso l'alto con serbatoio coperto da sigillo impermeabile.
Faglia sigillante	Una faglia mette a contatto il serbatoio con una roccia impermeabile o produce gouge argilloso che sigilla.
Cupola salina	Il movimento del sale deforma gli strati circostanti creando chiusure strutturali.
Horst e graben	Blocchi tettonici sollevati o ribassati possono creare chiusure contro faglie.
Trappola fratturata	L'accumulo e il flusso sono controllati da sistemi di fratture.

Le trappole da faglia richiedono molta attenzione. Una faglia non è automaticamente un sigillo. Può sigillare, perdere o condurre. Può essere barriera se mette il serbatoio contro argille o se sviluppa materiale fine lungo il piano di faglia. Può invece diventare via di migrazione se resta aperta o se collega livelli permeabili.

Storicamente molte grandi scoperte sono state fatte cercando anticlinali, perché sono strutture spesso riconoscibili con dati geologici e sismici. Tuttavia, l'esplorazione moderna non può limitarsi alle trappole strutturali evidenti: molte province mature richiedono la ricerca di trappole più sottili.

2.15 Trappole stratigrafiche

Le trappole stratigrafiche non dipendono principalmente da pieghe o faglie, ma da variazioni laterali delle rocce sedimentarie. La chiusura nasce da cambiamenti deposizionali, erosionali o diagenetici.

Esempi tipici:

- una sabbia permeabile si assottiglia lateralmente fino a scomparire dentro argille impermeabili;
- un antico canale sabbioso è circondato da sedimenti fini;
- un reef carbonatico poroso è delimitato lateralmente da carbonati compatti o argille;
- un livello poroso viene troncato da erosione e ricoperto da una roccia impermeabile;
- una variazione di facies trasforma lateralmente il serbatoio in una roccia non serbatoio.

Tipo	Meccanismo
Pinch-out	Il serbatoio si assottiglia lateralmente e scompare dentro rocce impermeabili.
Lente sabbiosa	Corpo permeabile isolato, spesso deposto in canali, barre o ambienti deltizi.
Reef carbonatico	Corpo carbonatico poroso delimitato lateralmente da rocce meno permeabili.
Discordanza	Erosione, troncamento e successiva copertura impermeabile.
Variazione di facies	Passaggio laterale da roccia permeabile a roccia impermeabile o molto meno permeabile.

Le trappole stratigrafiche sono spesso più difficili da individuare rispetto alle grandi strutture. Non sempre producono una geometria evidente nella sismica. Richiedono conoscenza sedimentologica, stratigrafia sequenziale, analisi di facies, correlazione tra pozzi, attributi sismici e interpretazione integrata del bacino.

2.16 Trappole miste

Molti giacimenti reali non sono puramente strutturali o puramente stratigrafici. Sono trappole miste, controllate da più fattori.

Un esempio tipico:

sabbia che si assottiglia lateralmente + faglia sigillante + copertura argillosa

In questo caso la stratigrafia controlla la distribuzione del serbatoio, la faglia chiude lateralmente e la copertura sigilla dall'alto. La classificazione è utile per studiare, ma la realtà geologica è spesso ibrida. Un buon geologo petrolifero deve riconoscere non solo la categoria della trappola, ma il modo in cui i diversi elementi collaborano.

2.17 Contatti tra gas, olio e acqua

Dentro una trappola, i fluidi tendono a disporsi secondo densità:

gas sopra olio in posizione intermedia acqua sotto

Si parla di contatti fluidi.

Contatto	Significato
GOC	<i>Gas-oil contact</i> : limite tra gas libero e olio.
OWC	<i>Oil-water contact</i> : limite tra olio e acqua di formazione.
GWC	<i>Gas-water contact</i> : limite tra gas e acqua quando manca una zona oleosa significativa.

Questi contatti non sono sempre superfici nette. Il contatto olio-acqua può includere una zona di transizione in cui la saturazione d'acqua diminuisce gradualmente e quella d'olio aumenta. La dimensione della zona di transizione dipende da dimensione dei pori, pressione capillare, tensione interfacciale, bagnabilità della roccia e differenza di densità tra i fluidi.

Nei pori piccoli, le forze capillari sono più importanti e la zona di transizione può essere ampia. Nei serbatoi con pori grandi e permeabilità elevata, i contatti possono apparire più netti.

2.18 Bacini sedimentari

Il petrolio si forma quasi sempre in bacini sedimentari. Un **bacino sedimentario** è una grande depressione della crosta terrestre dove sedimenti si accumulano per milioni di anni. Il bacino è il contenitore geologico del sistema petrolifero.

Condizione del bacino	Perché serve
Accumulo di sedimenti	Permette il seppellimento della materia organica e la formazione di rocce sedimentarie.
Subsidenza	Mantiene spazio disponibile per nuovi sedimenti e porta le rocce a profondità maggiori.
Ambienti deposizionali vari	Generano rocce madri, serbatoi e coperture in successione.
Storia termica favorevole	Permette alla roccia madre di entrare nella finestra dell'olio o del gas.
Deformazione tettonica o stratigrafia favorevole	Può creare trappole e vie di migrazione.

Non tutti i bacini sedimentari sono petroliferi. Un bacino può essere sterile se manca una roccia madre ricca, se la maturazione è insufficiente, se le trappole sono assenti, se la copertura è inefficace, se il petrolio è stato distrutto da eccessivo riscaldamento o se gli idrocarburi sono migrati via.

2.19 Ambienti di deposizione

Gli ambienti sedimentari controllano il tipo di rocce che si formano. Per questo la geologia petrolifera è anche una lettura della storia sedimentaria. Ogni ambiente deposizionale può produrre rocce con ruoli diversi nel sistema petrolifero.

Ambiente	Possibili rocce	Ruolo petrolifero
Mare profondo anossico	Argilliti organiche, shale ricchi in materia organica.	Roccia madre.
Delta	Sabbie, limi, argille, alternanze eterogenee.	Serbatoio, copertura locale, vie di migrazione.
Piattaforma carbonatica	Calcari, dolomie, biocostruzioni.	Serbatoio, talvolta copertura se compatta.
Laguna evaporitica	Sale, gesso, anidrite.	Copertura eccellente.
Fiume e canali	Sabbie e ghiaie, corpi lenticolari.	Serbatoio stratigrafico.
Lago anossico	Argille organiche, carbonati lacustri.	Roccia madre, talvolta serbatoio non convenzionale.

Un sistema petrolifero nasce spesso dall'alternanza di ambienti diversi. Per esempio, un mare anossico può produrre una roccia madre ricca; una fase successiva di deposito sabbioso può creare un serbatoio; una trasgressione marina con argille fini può fornire la copertura; una fase tettonica può piegare gli strati e formare la trappola.

2.20 Convenzionale e non convenzionale

Nel petrolio convenzionale, il petrolio viene generato nella roccia madre, viene espulso, migra e si accumula in una roccia serbatoio separata.

roccia madre → migrazione → serbatoio → trappola

Nel petrolio non convenzionale, invece, gli idrocarburi possono essere prodotti direttamente dalla roccia madre o da rocce estremamente compatte. È il caso dello shale oil, del tight oil e di alcuni sistemi a bassissima permeabilità.

roccia madre = roccia produttiva

Questa distinzione cambia completamente la tecnica estrattiva. Nei sistemi convenzionali si cerca una trappola, si valuta il serbatoio e si perfora una struttura capace di drenare l'accumulo. Nei sistemi non convenzionali si perforano lunghi pozzi orizzontali e si aumenta artificialmente la permeabilità con fratturazione idraulica.

La differenza non è solo tecnica, ma geologica. Nel convenzionale il problema è trovare dove gli idrocarburi si sono accumulati dopo la migrazione. Nel non convenzionale il problema è rendere producibile una roccia che contiene idrocarburi ma non li lascia fluire facilmente.

2.21 Il rischio esplorativo

Quando una compagnia petrolifera valuta un'area, non chiede semplicemente: "c'è petrolio?". Chiede: "qual è la probabilità che tutti gli elementi del sistema siano presenti, funzionanti e correttamente sincronizzati?".

Rischio	Domanda geologica
Rischio roccia madre	Esiste una source rock ricca e sufficientemente estesa?
Rischio maturità	La roccia madre ha raggiunto la finestra dell'olio o del gas?
Rischio generazione	Ha prodotto abbastanza idrocarburi per caricare una trappola?
Rischio migrazione	Gli idrocarburi sono riusciti a uscire dalla roccia madre e raggiungere il serbatoio?
Rischio serbatoio	La roccia ha porosità, permeabilità, spessore e continuità sufficienti?
Rischio copertura	Il sigillo è efficace e continuo?
Rischio trappola	La chiusura esiste davvero ed è abbastanza grande?
Rischio timing	Gli eventi sono avvenuti nell'ordine giusto?
Rischio conservazione	L'accumulo è rimasto integro o è stato perso, degradato o distrutto?

Questa è una delle parti più interessanti della geologia petrolifera: il sottosuolo viene letto come un'indagine. Ogni dato riduce o aumenta l'incertezza. Un profilo sismico suggerisce una struttura. Un pozzo indica litologie e fluidi. Un campione di roccia misura porosità e TOC. Un'analisi geochimica collega petrolio e roccia madre. Un modello termico ricostruisce maturazione e timing.

2.22 Esempio concettuale di sistema funzionante

Immaginiamo un bacino marino antico.

Prima fase. In un mare povero di ossigeno si depositano fanghi ricchi di materia organica.

Nasce una futura roccia madre. La materia organica si conserva perché l'ambiente è anossico e perché il seppellimento è sufficientemente rapido.

Seconda fase. Sopra quei fanghi si depositano sabbie costiere. Quelle sabbie, con il tempo, diventeranno arenarie porose. Se la compattazione e la cementazione non chiudono troppo i pori, potranno diventare rocce serbatoio.

Terza fase. Il mare diventa più profondo e deposita argille fini. Quelle argille diventeranno una roccia di copertura, capace di sigillare il serbatoio.

Quarta fase. La tettonica piega gli strati e forma un anticlinale. A questo punto esiste una geometria di trappola.

Quinta fase. Il bacino continua a sprofondare. La roccia madre entra nella finestra dell'olio e genera petrolio.

Sesta fase. Il petrolio viene espulso dalla roccia madre, migra verso l'alto, entra nell'arenaria e si accumula al culmine dell'anticlinale, sotto la copertura argillosa.

Questo è un sistema coerente:

roccia madre + maturazione + serbatoio + copertura + trappola + migrazione = giacimento

2.23 Esempi di sistemi falliti

Un sistema può fallire anche se contiene elementi geologicamente interessanti.

Caso 1: trappola troppo tardiva. C'è una roccia madre ricca e c'è una buona arenaria porosa, ma la trappola si forma dopo che il petrolio è stato generato e disperso. Il risultato è una buona geologia parziale, ma nessun giacimento economico.

Caso 2: roccia madre immatura. Esiste una trappola perfetta, con serbatoio e copertura, ma la roccia madre non è mai entrata nella finestra dell'olio. La trappola resta vuota.

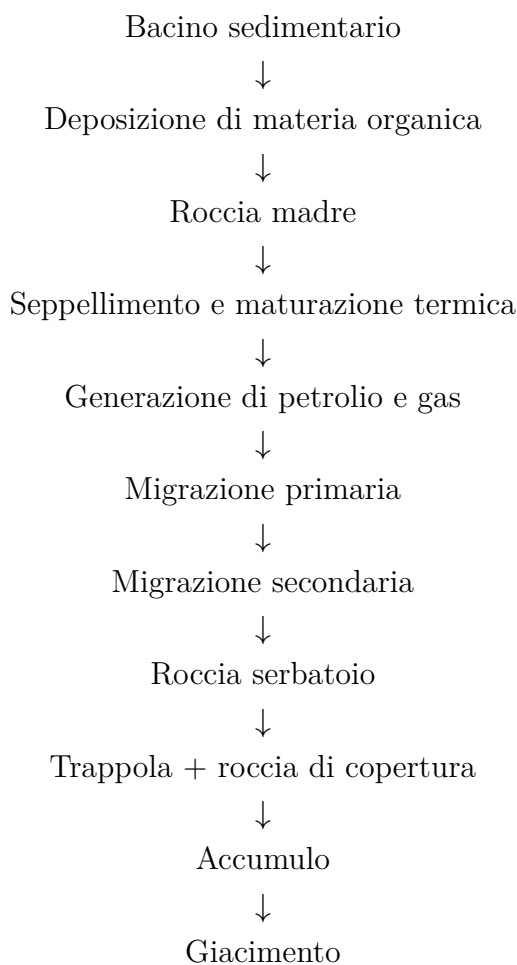
Caso 3: copertura inefficace. Petrolio generato, serbatoio presente, trappola presente, ma copertura fratturata o pressione capillare insufficiente. Gli idrocarburi migrano oltre il sigillo e si perdono.

Caso 4: serbatoio cementato. Il petrolio arriva alla struttura, ma la roccia che sembrava un buon serbatoio è stata cementata durante la diagenesi. La porosità e la permeabilità sono troppo basse per un accumulo economico.

Caso 5: eccessiva maturazione. La roccia madre genera petrolio, ma successivamente il bacino viene sepolto troppo in profondità. L'olio viene trasformato in gas o l'accumulo originario viene alterato.

Questi esempi spiegano perché l'esplorazione petrolifera è rischiosa anche con tecnologie avanzate. Non si cerca un singolo elemento. Si cerca una combinazione che deve funzionare nello spazio e nel tempo.

2.24 Schema finale del modulo



2.25 Sintesi ragionata del modulo

La geologia petrolifera si basa sul concetto di sistema. Il petrolio nasce in una roccia madre ricca di materia organica, matura con temperatura e profondità, viene espulso, migra attraverso rocce permeabili e si accumula in una roccia serbatoio solo se una copertura e una trappola lo bloccano. Il tutto deve avvenire con il giusto ordine temporale.

Il giacimento è il risultato finale di una storia geologica riuscita. Non è sufficiente che gli elementi esistano separatamente: devono essere collegati, efficaci e sincronizzati. Per questo l'esplorazione petrolifera studia rocce, fluidi, strutture, storia termica, migrazione, trappole, sigilli e timing come parti di un'unica architettura naturale.

2.26 Glossario del modulo 2

Termine	Significato
---------	-------------

Bacino sedimentario	Area in subsidenza dove si accumulano sedimenti per tempi geologici lunghi.
Roccia madre	Roccia ricca di materia organica capace di generare idrocarburi.
Kerogene	Precursore solido del petrolio nella roccia madre.
TOC	Carbonio organico totale; misura della ricchezza organica di una roccia.
Maturazione	Trasformazione termica della materia organica durante il seppellimento.
Finestra dell'olio	Intervallo termico in cui si genera prevalentemente petrolio liquido.
Migrazione primaria	Uscita degli idrocarburi dalla roccia madre.
Migrazione secondaria	Movimento degli idrocarburi verso serbatoi e trappole.
Roccia serbatoio	Roccia porosa e permeabile capace di contenere e trasmettere idrocarburi.
Porosità	Volume dei vuoti nella roccia rispetto al volume totale.
Permeabilità	Capacità della roccia di lasciar fluire i fluidi.
Roccia di copertura	Roccia impermeabile o poco permeabile che sigilla il sistema.
Trappola	Geometria che permette l'accumulo degli idrocarburi.
Anticlinale	Piega convessa verso l'alto, classica trappola strutturale.
Pinch-out	Assottigliamento laterale del serbatoio fino alla sua scomparsa.
Timing	Ordine temporale degli eventi geologici.
GOC	Contatto gas-olio.
OWC	Contatto olio-acqua.
GWC	Contatto gas-acqua.

2.27 Concetti da memorizzare

1. La geologia petrolifera studia sistemi, non oggetti isolati.
2. Un sistema petrolifero richiede roccia madre, serbatoio, copertura, trappola, sovraccarico e processi efficaci.
3. La roccia madre deve essere ricca di materia organica, del tipo giusto e termicamente matura.
4. Il kerogene è il precursore solido del petrolio.
5. Il tipo di kerogene influenza la tendenza a generare olio o gas.
6. La finestra dell'olio è l'intervallo termico in cui si genera prevalentemente petrolio liquido.
7. Il timing è decisivo: trappola, migrazione e generazione devono essere sincronizzate.

8. La migrazione primaria è l'uscita dalla roccia madre.
9. La migrazione secondaria è il movimento verso serbatoio e trappola.
10. Il petrolio tende a migrare verso l'alto perché è meno denso dell'acqua.
11. La roccia serbatoio deve avere porosità e permeabilità.
12. Una roccia può essere porosa ma non produttiva se i pori non sono collegati.
13. La copertura è essenziale per conservare l'accumulo.
14. Le trappole possono essere strutturali, stratigrafiche o miste.
15. Un pozzo può essere secco anche in un bacino petrolifero se uno degli elementi del sistema fallisce.

2.28 Domande di controllo

1. Perché la geologia petrolifera ragiona in termini di sistema?
2. Quali sono gli elementi essenziali di un sistema petrolifero?
3. Quali sono i processi essenziali di un sistema petrolifero?
4. Perché una roccia madre deve essere ricca di materia organica?
5. Che cosa significa kerogene?
6. Qual è la differenza tra kerogene di tipo I, II, III e IV?
7. Perché la finestra dell'olio è così importante?
8. Perché i valori di temperatura della finestra dell'olio sono indicativi e non assoluti?
9. Che cosa significa timing geologico?
10. Perché una trappola formata troppo tardi può essere inutile?
11. Che differenza c'è tra migrazione primaria e migrazione secondaria?
12. Perché il petrolio tende a migrare verso l'alto?
13. Che differenza c'è tra porosità e permeabilità?
14. Perché una roccia può essere porosa ma non produttiva?
15. Quali sono le principali rocce serbatoio?
16. Che differenza c'è tra porosità primaria e secondaria?
17. Qual è la funzione della roccia di copertura?
18. Perché le evaporiti sono spesso ottime coperture?
19. Che cosa distingue una trappola strutturale da una stratigrafica?
20. Perché una faglia può sigillare ma anche favorire la migrazione?
21. Che cosa sono GOC, OWC e GWC?

22. Perché i bacini sedimentari sono fondamentali per il petrolio?
23. Che differenza c'è tra sistema convenzionale e non convenzionale?
24. Quali sono i principali rischi esplorativi?
25. Perché un pozzo può essere secco anche se nel bacino esiste una buona roccia madre?

Capitolo 3

Esplorazione petrolifera

3.1 Idea fondamentale

L'esplorazione petrolifera è la fase in cui si passa dalla domanda geologica generale alla domanda economica concreta:

dove conviene perforare?

Nel modulo precedente abbiamo visto che un giacimento nasce solo se funziona un intero sistema petrolifero: roccia madre, maturazione, migrazione, serbatoio, copertura, trappola e corretto ordine temporale degli eventi. In questo modulo studiamo come una compagnia, prima di perforare, cerca di dimostrare che quel sistema possa esistere davvero in un punto preciso del sottosuolo.

La U.S. Energy Information Administration sintetizza bene il principio generale: la ricerca di petrolio comincia con geologi che studiano struttura e storia degli strati rocciosi sotto la superficie; poi spesso si usano indagini sismiche per individuare aree promettenti; infine, se un sito appare favorevole, si perfora e si testa un pozzo esplorativo [32].

Concetto chiave

L'esplorazione petrolifera non consiste nel “trovare petrolio” direttamente, ma nel ridurre progressivamente l'incertezza su un sistema geologico sepolto.

Questa frase è centrale. Il sottosuolo non è visibile direttamente. Non si può aprire un bacino sedimentario come un libro. Lo si ricostruisce attraverso dati incompleti, indiretti e costosi: carte geologiche, affioramenti, seep naturali, gravimetria, magnetometria, sismica, dati di pozzi vicini, campioni, log geofisici, carote, test di formazione e modelli numerici.

3.2 Che cosa significa esplorare

Esplorare petrolio significa costruire un'ipotesi sul sottosuolo e poi verificarla. Una compagnia petrolifera non perfora a caso. Un pozzo può costare milioni di dollari onshore

e decine o centinaia di milioni offshore, soprattutto in acque profonde. Per questo l'esplorazione serve a decidere se il rischio geologico, tecnico ed economico sia accettabile.

L'esplorazione risponde a una catena di domande.

Domanda	Significato
Esiste un bacino sedimentario?	Senza un bacino con storia sedimentaria adeguata è difficile avere un sistema petrolifero completo.
Esiste una roccia madre?	Serve una fonte di idrocarburi.
La roccia madre è matura?	Deve avere raggiunto condizioni di temperatura e tempo adatte a generare petrolio o gas.
Esiste una via di migrazione?	Gli idrocarburi devono poter arrivare dalla roccia madre alla trappola.
Esiste un serbatoio?	Serve una roccia porosa e permeabile capace di contenere e trasmettere fluidi.
Esiste una copertura?	Serve un sigillo che impedisca la dispersione degli idrocarburi.
Esiste una trappola?	Serve una geometria capace di concentrare gli idrocarburi.
Il timing è corretto?	Generazione, migrazione e formazione della trappola devono essere avvenute nell'ordine giusto.
Il volume è sufficiente?	L'accumulo potenziale deve essere abbastanza grande da giustificare costi e rischi.
Il fluido è producibile?	Non basta che ci sia petrolio: deve poter fluire ed essere prodotto economicamente.

Questa struttura mentale distingue l'esplorazione seria dall'idea ingenua della "caccia al petrolio". L'esploratore non cerca una macchia nera nel sottosuolo. Cerca una combinazione di probabilità, volume, qualità del fluido, producibilità, costi, fiscalità, infrastrutture e rischio Paese.

3.3 Bacini sedimentari

Il primo livello dell'esplorazione è il bacino sedimentario. Il petrolio si forma quasi sempre in bacini dove per milioni di anni si sono accumulati sedimenti. Un bacino è una grande area della crosta terrestre che ha subito subsidenza, cioè abbassamento relativo, permettendo l'accumulo di spessori importanti di rocce sedimentarie.

Elemento del bacino	Perché conta
Subsidenza	Permette il seppellimento, quindi l'aumento di pressione e temperatura.
Sedimentazione continua o episodica	Crea successioni di rocce madri, serbatoi e coperture.

Materia organica preservata	Costituisce la base per generare idrocarburi.
Storia termica favorevole	Porta la roccia madre nella finestra dell'olio o del gas.
Deformazioni o variazioni stratigrafiche	Creano trappole strutturali, stratigrafiche o miste.
Coperture efficaci	Impediscono la perdita degli idrocarburi accumulati.

Non tutti i bacini sedimentari sono petroliferi. Un bacino può essere interessante dal punto di vista geologico ma sterile dal punto di vista petrolifero. Può mancare una roccia madre ricca, oppure la roccia madre può essere immatura, oppure troppo matura. Le trappole possono essersi formate troppo tardi, la copertura può essere inefficace, il serbatoio può essere troppo cementato o il petrolio può essere stato biodegradato.

In esplorazione si lavora spesso per analogia. Se un certo tipo di bacino ha prodotto petrolio in una regione del mondo, si cercano bacini con storia simile altrove. L'analogia però non garantisce il successo. Orienta la ricerca, ma i dati locali decidono.

3.4 Play petrolifero, lead e prospect

Tre parole sono fondamentali: **play**, **lead** e **prospect**.

Un **play petrolifero** è un'idea esplorativa regionale. Indica una famiglia di possibili accumuli che condividono la stessa logica geologica: stessa roccia madre, stesso tipo di serbatoio, stesso tipo di trappola, stessa storia di migrazione o stesso stile deposizionale.

Un **lead** è un possibile obiettivo, ancora preliminare. Può essere una struttura vista in sismica 2D, un'anomalia di ampiezza, una chiusura incerta o un corpo sedimentario non ancora ben mappato.

Un **prospect** è un obiettivo specifico, abbastanza definito da poter essere valutato per la perforazione. Un prospect ha mappe, ipotesi di serbatoio, copertura, carica, volume, rischio e possibile valore economico.

Termine	Scala	Significato
Basin	Molto ampia	Bacino sedimentario, cioè il contesto geologico regionale.
Play	Regionale	Modello geologico ripetibile, potenzialmente presente in più punti del bacino.
Lead	Preliminare	Possibile obiettivo ancora poco definito e non pronto per una decisione di perforazione.
Prospect	Specifico	Obiettivo definito, mappato e valutabile per perforazione.
Discovery	Puntuale	Accumulo confermato da un pozzo.

Esempio: in un bacino marino si ipotizza un play formato da sabbie torbiditiche profonde

alimentate da una roccia madre marina e sigillate da argille. Dentro quel play si individuano più prospect, cioè singoli corpi sabbiosi o strutture chiuse che potrebbero contenere petrolio.

Questa distinzione è cruciale. Un play può essere valido anche se un singolo prospect fallisce. Viceversa, un singolo ritrovamento può provare l'esistenza di un play e aprire un'intera provincia esplorativa.

3.5 Dati geologici di superficie

Prima della geofisica moderna, l'esplorazione si basava molto sulla geologia di superficie. Ancora oggi, quando possibile, si studiano affioramenti, stratigrafia, pieghe, faglie, fratture, litologie e manifestazioni naturali di petrolio e gas.

Gli affioramenti permettono di osservare direttamente rocce che nel sottosuolo possono costituire analoghi di serbatoi, coperture o rocce madri. Se una formazione affiora in superficie, si possono misurare spessore, litologia, granulometria, strutture sedimentarie, fratturazione, cementazione e rapporti stratigrafici.

I **seep**, cioè manifestazioni naturali di petrolio o gas in superficie o sul fondale marino, sono importanti perché indicano che nel bacino è esistita generazione e migrazione di idrocarburi. Tuttavia un seep non significa automaticamente giacimento commerciale.

seep $\Rightarrow$ idrocarburi generati e migrati

ma non necessariamente:

seep $\Rightarrow$ idrocarburi accumulati e conservati economicamente

Un seep può indicare anche che il sistema perde. Questa distinzione evita un errore frequente: confondere la prova dell'esistenza di idrocarburi con la prova dell'esistenza di un giacimento producibile.

3.6 Metodi geofisici

La geofisica studia il sottosuolo attraverso misure fisiche. Nell'esplorazione petrolifera i metodi più importanti sono gravimetria, magnetometria, sismica e, in contesti specifici, metodi elettromagnetici.

Metodo	Proprietà osservata	Uso esplorativo
Gravimetria	Variazioni del campo gravitazionale.	Geometria dei bacini, grandi strutture, spessore sedimentario, profondità del basamento.

Magnetometria	Variazioni del campo magnetico.	Profondità del basamento cristallino, corpi ignei, architettura regionale.
Sismica	Propagazione e riflessione di onde elastiche.	Immagine stratigrafica e strutturale del sottosuolo.
Elettromagnetici	Proprietà elettriche e resistive.	Supporto in alcuni contesti, soprattutto offshore o in integrazione con altri dati.

Gravimetria e magnetometria sono spesso metodi regionali. Non danno un'immagine dettagliata come la sismica, ma aiutano a capire la forma generale del bacino e a decidere dove investire in dati più costosi.

La sismica è invece lo strumento principale dell'esplorazione petrolifera moderna. Permette di costruire immagini del sottosuolo e individuare trappole, faglie, pieghe, corpi sedimentari, geometrie stratigrafiche e possibili anomalie legate ai fluidi.

3.7 Principio della sismica a riflessione

La sismica a riflessione funziona inviando onde elastiche nel terreno e registrando le onde riflesse dalle discontinuità tra strati con proprietà fisiche diverse.

Quando un'onda incontra un'interfaccia tra due rocce con diversa impedenza acustica, una parte dell'energia viene riflessa e una parte prosegue. L'impedenza acustica dipende da densità e velocità dell'onda nella roccia:

$$Z = \rho v$$

Simbolo	Significato
Z	Impedenza acustica.
ρ	Densità della roccia.
v	Velocità dell'onda sismica nella roccia.

Se cambia molto l'impedenza acustica tra due strati, la riflessione è forte. Se cambia poco, la riflessione è debole. La sismica quindi non vede direttamente il petrolio. Vede contrasti fisici tra strati e, in alcuni casi, anomalie compatibili con litologie o fluidi.

Concetto chiave

La sismica produce immagini e indizi. Il pozzo conferma la presenza, la qualità e la producibilità degli idrocarburi.

3.8 Sismica onshore

Nella sismica a terra si usano sorgenti artificiali e ricevitori disposti in superficie. La EIA ricorda che le indagini sismiche terrestri usano echi prodotti da sorgenti vibratorie, spesso camion speciali con piastra vibrante, oppure piccole quantità di esplosivo [32].

Sorgente	Descrizione
Vibroseis	Camion con piastra vibrante che trasmette al terreno vibrazioni controllate.
Esplosivi controllati	Piccole cariche poste in fori poco profondi, usate dove consentito.
Massa battente	Sistemi meccanici più semplici, utili per indagini meno profonde o locali.

Le onde generate entrano nel sottosuolo, si riflettono sulle discontinuità e vengono registrate da geofoni. I geofoni trasformano il movimento del terreno in segnali elettrici. Questi segnali vengono poi elaborati al computer.

La sismica onshore è complicata perché la superficie può essere molto variabile: montagne, città, deserti, foreste, aree agricole, infrastrutture, aree protette. Tutto questo influenza accesso, qualità dei dati, autorizzazioni, costi e impatto ambientale.

3.9 Sismica offshore

In mare la sismica usa navi specializzate. La sorgente è di solito un sistema ad aria compressa che genera impulsi acustici nell'acqua. I ricevitori sono contenuti in lunghi cavi trainati dalla nave, chiamati *streamer*.

nave sismica → sorgente acustica → sottosuolo marino → riflessioni → streamer

La sismica offshore può produrre dati di qualità molto alta perché la superficie marina è più uniforme della terraferma. Però i costi sono elevati e le operazioni devono considerare traffico marittimo, pesca, fauna marina, meteo, correnti, profondità d'acqua e regolamenti.

L'offshore moderno può arrivare a profondità d'acqua notevoli. La EIA osserva che la perforazione offshore può avvenire in acque profonde, anche con unità flottanti, e che la produzione offshore è generalmente molto più costosa di quella onshore [33].

3.10 Sismica 2D

La sismica 2D acquisisce dati lungo linee. Il risultato è una sezione verticale interpretata del sottosuolo lungo quella linea. È come tagliare idealmente il terreno con un piano e osservare la geometria degli strati su quel piano.

Vantaggio	Spiegazione
Costo inferiore alla 3D	Utile in fase preliminare e in aree molto vaste.
Copertura regionale	Permette screening di grandi bacini.
Adatta ad aree frontier	Aiuta a costruire il primo modello geologico di bacini poco esplorati.

Limite	Spiegazione
Immagine solo lungo linee	Geometrie laterali possono essere perse o interpretate male.
Ambiguità strutturale	Le forme complesse sono difficili da ricostruire con poche sezioni.
Minore precisione volumetrica	È meno adatta alla stima dettagliata di area, chiusura e continuità.

La sismica 2D è spesso una prima fase. Serve a capire se un bacino merita ulteriori investimenti e dove potrebbe avere senso acquisire sismica 3D.

3.11 Sismica 3D

La sismica 3D acquisisce dati su un'area, non solo lungo linee. Permette di costruire un volume sismico tridimensionale del sottosuolo. Questo cambia radicalmente il livello di interpretazione.

Con la 3D si possono mappare superfici, faglie, canali sepolti, corpi sabbiosi, reef, variazioni laterali, chiusure strutturali e stratigrafiche. La 3D è preziosa sia in esplorazione sia in appraisal e sviluppo.

Vantaggio	Spiegazione
Immagine tridimensionale	Migliora la comprensione della geometria del sottosuolo.
Migliore posizionamento dei pozzi	Riduce il rischio di perforare fuori struttura o in zona non ottimale.
Migliore stima volumetrica	Aiuta a valutare area, chiusura, spessore e possibile dimensione del prospect.
Utile nello sviluppo	Guida pozzi di appraisal, produzione e iniezione.

Limite	Spiegazione
--------	-------------

Costo elevato	Acquisizione, processing e interpretazione sono costosi.
Grande quantità di dati	Richiede calcolo, software, competenze e controllo qualità.
Rischio non eliminato	Una struttura ben visibile può essere piena d'acqua o avere serbatoio scadente.

La 3D non è una bacchetta magica. Può mostrare una struttura bellissima, ma quella struttura potrebbe contenere acqua. Oppure può esserci petrolio, ma in un serbatoio troppo compatto. Oppure il petrolio può essere troppo pesante, troppo acido o non economicamente producibile.

3.12 Processing sismico

I dati grezzi della sismica non sono immagini pronte. Sono registrazioni di onde, rumore, tempi, ampiezze e segnali multipli. Devono essere processati.

Fase	Scopo
Correzioni statiche	Correggere effetti superficiali, quote, strati alterati e variazioni vicino alla superficie.
Filtraggio	Ridurre rumore e frequenze indesiderate.
Deconvoluzione	Migliorare risoluzione temporale e comprimere la wavelet.
Analisi di velocità	Stimare velocità di propagazione delle onde nelle rocce.
Stacking	Sommare segnali coerenti per aumentare il rapporto segnale-rumore.
Migrazione sismica	Riposizionare correttamente i riflettori nello spazio.
Conversione tempo-profondità	Trasformare tempi sismici in profondità usando un modello di velocità.

La sismica registra tempi di andata e ritorno dell'onda, non profondità dirette. Per trasformare un tempo in profondità bisogna conoscere la velocità delle onde nelle rocce. Se il modello di velocità è sbagliato, anche la profondità stimata è sbagliata.

Questo può avere conseguenze operative enormi. Un obiettivo previsto a 3200 m potrebbe trovarsi a 3500 m. La differenza cambia costi, pressioni, temperature, programma di casing, fango di perforazione e rischio.

3.13 Interpretazione sismica

L'interpretazione sismica è il lavoro in cui geologi e geofisici trasformano il volume sismico in un modello geologico. Non è una semplice lettura automatica: lo stesso dato può avere più interpretazioni plausibili.

Elemento cercato	Che cosa può indicare
Riflettori continui	Superfici stratigrafiche e limiti tra unità sedimentarie.
Pieghe	Possibili trappole strutturali.
Faglie	Compartimentazione, vie di migrazione o sigilli.
Pinch-out	Possibili trappole stratigrafiche.
Canali	Possibili corpi sabbiosi serbatoio.
Anomalie di ampiezza	Possibili cambi litologici o fluidi.
Discordanze	Superfici erosive e possibili trappole stratigrafiche.

Per ridurre l'ambiguità si usano dati di pozzo, analoghi geologici, modelli deposizionali, vincoli regionali, mappe strutturali e modelli di velocità. L'interpretazione sismica è una disciplina di integrazione: nessun dato, da solo, basta.

3.14 Attributi sismici

Gli attributi sismici sono misure derivate dal dato sismico. Servono a evidenziare caratteristiche non sempre visibili nell'immagine base.

Attributo	Uso
Ampiezza	Evidenzia variazioni di riflettività, talvolta legate a litologia o fluidi.
Coerenza	Aiuta a individuare faglie, discontinuità e bordi di corpi geologici.
Frequenza	Può mostrare attenuazioni, variazioni sottili e cambiamenti stratigrafici.
Curvatura	Evidenzia pieghe, flessioni e possibili zone fratturate.
Inversione acustica	Stima l'impedenza acustica, utile per inferire litologia e proprietà elastiche.
AVO	Studia la variazione di ampiezza con l'offset, talvolta utile come indicatore di fluidi.

L'AVO, cioè *amplitude versus offset*, studia come cambia l'ampiezza della riflessione al variare della distanza tra sorgente e ricevitore. In alcuni casi può aiutare a distinguere sabbie piene d'acqua da sabbie piene di gas. Però non è infallibile: le anomalie possono dipendere anche da litologia, pressione, cementazione, spessore, rumore o processing.

3.15 DHI: indicatori diretti di idrocarburi

In alcuni contesti si parla di DHI, *direct hydrocarbon indicators*. Il nome è potente ma va maneggiato con prudenza: spesso non sono prove dirette, ma indicatori sismici compatibili con la presenza di idrocarburi.

DHI	Significato possibile
Bright spot	Ampiezza forte, spesso associata a gas o a forte contrasto di impedenza.
Flat spot	Riflettore orizzontale compatibile con un contatto fluido.
Dim spot	Riduzione di ampiezza, talvolta legata a cambi di fluido o litologia.
Phase change	Variazione di fase del segnale.
Gas chimney	Zona disturbata da migrazione verticale di gas.

Un flat spot può essere molto interessante perché i contatti tra fluidi tendono a essere orizzontali, controllati dalla gravità. Se dentro una struttura inclinata compare un riflettore piatto, può indicare un contatto gas-acqua o olio-acqua. Tuttavia anche qui serve prudenza: non tutte le anomalie sono idrocarburi.

3.16 Dal lead al prospect

Il percorso esplorativo tipico è:

bacino → play → lead → prospect → pozzo esplorativo

Un lead diventa prospect quando è stato studiato abbastanza da poter stimare rischio, volume e possibile valore economico.

Aspetto	Domanda
Mappa strutturale	La chiusura esiste davvero?
Serbatoio	C'è roccia porosa e permeabile?
Copertura	Il sigillo funziona?
Charge	Gli idrocarburi sono arrivati alla trappola?
Timing	La trappola era pronta quando è avvenuta la migrazione?
Volume	Quanto potrebbe contenere?
Rischio	Qual è la probabilità di successo geologico?
Economia	Vale la pena perforare?

La maturazione di un prospect è una fase tecnica e decisionale. Non basta dire “c'è

una struttura”. Bisogna stimare se quella struttura possa contenere idrocarburi, quanto potrebbe contenere, con quale probabilità, a quale costo e con quale valore atteso.

3.17 Pozzo esplorativo

Il pozzo esplorativo è il momento della verità. In inglese si parla spesso di *wildcat well* quando il pozzo è perforato in un’area non provata o su una nuova struttura.

Un pozzo esplorativo serve a verificare molti elementi.

Obiettivo	Dato cercato
Profondità degli strati	Confronto tra modello sismico e realtà geologica.
Presenza del serbatoio	Litologia, spessore e continuità.
Qualità del serbatoio	Porosità, permeabilità, fratture, cementazione.
Presenza di idrocarburi	Show, log, campioni, test.
Pressione	Energia del sistema e rischio operativo.
Fluido	Olio, gas, condensato o acqua.
Produttività	Capacità del reservoir di fluire a portate significative.

Un pozzo non è solo un buco. È un laboratorio verticale nel sottosuolo. Durante e dopo la perforazione si raccolgono dati fondamentali: cuttings, gas, log, pressioni, carote, campioni di fluido e test.

3.18 Mud logging

Durante la perforazione, il fango di perforazione circola nel pozzo. Scende attraverso la batteria di perforazione, raffredda e lubrifica lo scalpello, trasporta i detriti di roccia verso la superficie e contribuisce a controllare la pressione del pozzo.

Il **mud logging** analizza ciò che torna in superficie.

Dato	Significato
Cuttings	Frammenti di roccia perforata, utili per riconoscere le formazioni attraversate.
Gas nel fango	Possibile presenza di idrocarburi o cambi di pressione.
Fluorescenza	Indizio di olio nei campioni.
Velocità di perforazione	Può indicare cambi litologici o zone più tenere/dure.
Parametri del fango	Controllo di pressioni, sicurezza e stabilità del foro.

I cuttings non sono perfetti: risalgono con ritardo, possono mescolarsi e sono frammentati. Tuttavia sono preziosi perché forniscono una verifica continua delle litologie perforate.

Se si osservano tracce di petrolio o gas durante la perforazione, si parla di **hydrocarbon show**. Uno show è incoraggiante, ma non è automaticamente una scoperta commerciale. Può indicare idrocarburi residui, quantità modeste, serbatoio non producibile o contaminazioni.

3.19 Carote di pozzo

Le carote sono cilindri di roccia prelevati dal sottosuolo. Sono tra i dati più preziosi perché permettono di vedere fisicamente la roccia serbatoio.

Analisi	Informazione
Descrizione sedimentologica	Ambiente deposizionale, strutture sedimentarie, facies.
Porosità	Spazio disponibile per i fluidi.
Permeabilità	Capacità di flusso.
Saturazioni	Presenza relativa di acqua, olio e gas nei pori.
Fratture	Vie di flusso, instabilità o compartimentazione.
Mineralogia	Composizione della roccia e possibili problemi di reattività.
Prove geomeccaniche	Resistenza, deformabilità, stabilità del foro, fratturabilità.
Pressione capillare	Comportamento dei fluidi nei pori e altezza della colonna idrocarburica.

La carota è costosa da acquisire, ma riduce moltissimo l'incertezza. Permette di calibrare log e sismica. In pratica, collega il mondo fisico reale della roccia ai segnali indiretti.

3.20 Logging geofisico di pozzo

Il **well logging** consiste nel misurare proprietà fisiche delle rocce lungo il pozzo. Gli strumenti possono essere calati nel foro con cavo, *wireline logging*, oppure integrati nella batteria di perforazione, *logging while drilling* o LWD.

I log sono essenziali perché forniscono una registrazione continua con la profondità.

Log	Misura	Uso
Gamma ray	Radioattività naturale.	Distinguere argille da sabbie pulite o carbonati.
Resistività	Resistenza elettrica della formazione.	Indicazione su fluidi, soprattutto acqua salata rispetto a idrocarburi.

Densità	Densità elettronica o apparen- te.	Stima della porosità e supporto li- tologico.
Neutronico	Risposta all'idrogeno.	Stima della porosità e possibile ef- fetto gas.
Sonico	Velocità o tempo di transi- to acustico.	Porosità, geomeccanica e legame con sismica.
Caliper	Diametro del foro.	Qualità del foro e affidabilità di altri log.
NMR	Risposta magnetica dei fluidi.	Porosità, fluidi mobili, permeabilità stimata.
Immagine di pare- te	Immagini del foro.	Fratture, stratificazione, orientazio- ni strutturali.

3.21 Gamma ray

Il gamma ray misura la radioattività naturale delle rocce. Le argille tendono ad avere valori più alti perché contengono minerali con potassio, uranio e torio. Sabbie pulite e carbonati tendono ad avere valori più bassi.

gamma ray alto $\Rightarrow$ probabile argilla o shale

gamma ray basso $\Rightarrow$ possibile sabbia pulita o carbonato

Bisogna però interpretare sempre nel contesto. Alcune sabbie possono contenere minerali radioattivi. Alcuni carbonati possono contenere argilla. Il log non va letto meccanicamente, ma integrato con cuttings, carote, altri log e modello geologico.

3.22 Resistività

La resistività è uno dei log più importanti per riconoscere idrocarburi. L'acqua di formazione è spesso salina e conduce elettricità. Gli idrocarburi invece sono resistivi. I log di resistività registrano la resistività della formazione e possono aiutare a inferire saturazione d'acqua e presenza di idrocarburi [48].

roccia porosa con acqua salata $\Rightarrow$ bassa resistività

roccia porosa con olio/gas $\Rightarrow$ alta resistività

Anche qui non è automatico. La resistività dipende da salinità dell'acqua, porosità, argillosità, temperatura, geometria dei pori, invasione del fango di perforazione e distribuzione

dei fluidi. Il log di resistività da solo non basta. Va combinato con porosità, gamma ray, densità, neutronico e modello petrofisico.

3.23 Log densità, neutronico e sonico

Il log densità aiuta a stimare la porosità misurando la densità apparente della formazione. Se la roccia ha molti pori pieni di fluido, la densità apparente cambia rispetto alla matrice solida.

Il log neutronico è sensibile all'idrogeno. Poiché acqua e idrocarburi contengono idrogeno, il log neutronico aiuta a stimare la porosità. Nei reservoir a gas, però, la risposta può essere particolare perché il gas ha minore densità di idrogeno rispetto a un liquido. Combinando densità e neutronico si può spesso individuare un effetto gas, visibile come separazione caratteristica tra le curve.

Il log sonico misura il tempo che un'onda acustica impiega ad attraversare la formazione. È importante per tre ragioni:

1. aiuta a stimare la porosità;
2. collega dati di pozzo e dati sismici;
3. fornisce informazioni geomeccaniche.

Il collegamento con la sismica è cruciale. La sismica lavora in tempi di propagazione, mentre il pozzo misura profondità reali. Con log sonico e densità si può costruire un sismogramma sintetico, cioè una risposta sismica prevista dal pozzo, utile per calibrare l'interpretazione.

3.24 Petrofisica

La petrofisica interpreta i log per stimare proprietà della roccia e dei fluidi.

Grandezza	Simbolo	Significato
Porosità	ϕ	Frazione di volume vuoto.
Saturazione d'acqua	S_w	Frazione dei pori piena d'acqua.
Saturazione d'olio	S_o	Frazione dei pori piena d'olio.
Saturazione di gas	S_g	Frazione dei pori piena di gas.
Volume di argilla	V_{sh}	Quantità di shale o argilla nella formazione.
Permeabilità	k	Capacità di flusso.

Le saturazioni devono soddisfare:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Se non c'è gas:

$$S_w + S_o = 1$$

quindi:

$$S_o = 1 - S_w$$

Per stimare S_w si usa spesso una forma della legge di Archie nei serbatoi puliti:

$$S_w^n = \frac{a R_w}{\phi^m R_t}$$

Simbolo	Significato
S_w	Saturazione d'acqua.
R_w	Resistività dell'acqua di formazione.
R_t	Resistività vera della formazione.
ϕ	Porosità.
a	Coefficiente empirico.
m	Esponente di cementazione.
n	Esponente di saturazione.

L'idea non è memorizzare subito ogni dettaglio matematico, ma capire il principio: combinando porosità e resistività posso stimare quanta acqua c'è nei pori. Se la roccia è porosa, la resistività è alta e la saturazione d'acqua stimata è bassa, allora una parte dello spazio poroso può essere occupata da idrocarburi.

3.25 Test di formazione

Trovare idrocarburi nei log non basta. Bisogna capire se il reservoir produce. I test di formazione servono a misurare pressione, prelevare fluidi e valutare la capacità del reservoir di fluire.

Dato	Significato
Pressione di formazione	Energia del sistema e regime del giacimento.
Gradiente di pressione	Tipo di fluido e posizione dei contatti.
Campioni di fluido	Olio, gas, acqua, composizione, API, viscosità, zolfo.
Portata	Capacità produttiva.
Drawdown	Risposta del reservoir a una riduzione di pressione.
Build-up	Recupero di pressione dopo chiusura del pozzo.

Permeabilità stimata

Qualità dinamica del reservoir.

Un reservoir può avere olio ma non produrre bene. Può avere bassa permeabilità, danno da perforazione, viscosità elevata, pressione insufficiente o compartimentazione.

Concetto chiave

Presenza di petrolio non significa giacimento commerciale.

3.26 Pozzo di appraisal

Se un pozzo esplorativo trova idrocarburi, non si passa automaticamente alla produzione. Prima spesso servono pozzi di **appraisal**, cioè pozzi di delineazione e valutazione.

Domanda	Significato
Quanto è grande l'accumulo?	Estensione laterale e verticale.
Dov'è il contatto olio-acqua?	Definizione della colonna utile.
Il reservoir è continuo?	Rischio di compartimenti separati.
La qualità cambia lateralmente?	Distribuzione di porosità e permeabilità.
Il fluido è omogeneo?	Variazioni composizionali, API, gas disciolto.
Quanto può produrre?	Portate, pressione, recupero atteso.
Conviene svilupparlo?	Economia del progetto.

Un solo pozzo può dimostrare una scoperta, ma raramente basta a descrivere tutto il giacimento. I pozzi di appraisal riducono l'incertezza su volume, continuità e produttività.

3.27 Stima dei volumi

Una delle prime stime volumetriche è l'olio originariamente in posto, spesso indicato come OOIP, *original oil in place*.

In forma concettuale:

$$\text{OOIP} = \frac{\text{volume roccia} \cdot \text{porosità} \cdot \text{saturazione olio}}{\text{fattore volumetrico}}$$

In unità di campo petrolifero anglosassoni si usa spesso:

$$N = \frac{7758 A h \phi (1 - S_w)}{B_o}$$

Simbolo	Significato
N	Olio originariamente in posto.
A	Area del giacimento.
h	Spessore netto produttivo.
ϕ	Porosità.
S_w	Saturazione d'acqua.
B_o	Fattore volumetrico dell'olio.
7758	Conversione da acre-ft a barili.

In unità metriche il principio resta lo stesso:

$$\begin{aligned} \text{volume di idrocarburo} &= \text{volume della roccia serbatoio} \times \text{frazione porosa} \\ &\quad \times \text{frazione occupata da olio} \end{aligned}$$

Non tutto l'olio in posto viene recuperato. Serve il **recovery factor**, cioè fattore di recupero:

$$\text{riserve recuperabili} = \text{olio in posto} \times \text{fattore di recupero}$$

Il fattore di recupero dipende da energia naturale del giacimento, permeabilità, viscosità dell'olio, schema di pozzi, tecniche di produzione, iniezione d'acqua o gas, metodi EOR e convenienza economica.

3.28 Risorse e riserve

Questa parte è fondamentale anche economicamente. Non tutto il petrolio stimato è riserva. Nel linguaggio tecnico bisogna distinguere risorse prospettiche, risorse contingenti e riserve. Il sistema PRMS classifica le risorse petrolifere in queste grandi famiglie e distingue il passaggio da volumi non scoperti a volumi scoperti e poi commercialmente sviluppabili [49]. BOEM, usando il quadro SPE-PRMS, definisce le riserve come quantità di petrolio attese come commercialmente recuperabili da accumuli noti, con progetti di sviluppo e condizioni definite [50].

Categoria	Significato
Risorse prospettiche	Potenziati accumuli non ancora scoperti. Sono volumi possibili, ma non confermati da pozzo.
Risorse contingenti	Accumuli scoperti ma non ancora commerciali, perché mancano decisione di sviluppo, infrastrutture, tecnologia, autorizzazioni o condizioni economiche.

Riserve	Quantità commercialmente recuperabili da accumuli noti, con tecnologia disponibile, progetto di sviluppo e condizioni definite.
---------	---

Le riserve possono essere classificate in provate, probabili e possibili.

Categoria	Idea generale
1P	Riserve provate.
2P	Riserve provate + probabili.
3P	Riserve provate + probabili + possibili.

Attenzione: questi numeri non indicano semplicemente quanto petrolio esiste fisicamente nel sottosuolo. Indicano quanto petrolio è stimato recuperabile con un certo grado di certezza e commercialità.

Concetto chiave

Dire che un Paese o un giacimento ha “X miliardi di barili” ha senso solo se si capisce se si sta parlando di risorse, riserve provate, riserve 2P, olio in posto o potenziale esplorativo.

3.29 Rischio esplorativo

Ogni prospect viene valutato con una probabilità di successo geologico. Spesso il rischio viene scomposto in fattori.

Fattore	Probabilità ipotetica
Presenza serbatoio	0,70
Qualità serbatoio	0,60
Presenza copertura	0,80
Carica/migrazione	0,50
Trappola efficace	0,70

La probabilità complessiva, in modo semplificato, può essere stimata moltiplicando i fattori:

$$P_g = 0.70 \cdot 0.60 \cdot 0.80 \cdot 0.50 \cdot 0.70 = 0.1176$$

quindi circa 12%.

Questo sembra basso, ma è normale nell'esplorazione frontier. Un prospect può avere grandi volumi potenziali ma bassa probabilità di successo. Oppure può avere alta probabilità ma volumi modesti.

La decisione dipende dal valore atteso:

$$\text{valore atteso} = \text{probabilità di successo} \times \text{valore in caso di successo} - \text{costo e rischio}$$

Le compagnie non cercano solo il prospect più probabile. Cercano un equilibrio tra probabilità, dimensione, costo, fiscalità, accesso, infrastrutture, politica e strategia.

3.30 Dry hole

Un pozzo secco, o *dry hole*, è un pozzo che non trova idrocarburi commerciali. Non significa necessariamente che sia stato inutile. Può fornire dati preziosissimi.

Fallimento	Significato
No reservoir	Manca la roccia serbatoio.
Poor reservoir	Il serbatoio è presente ma scadente.
No charge	Gli idrocarburi non sono mai arrivati.
No seal	Gli idrocarburi si sono dispersi.
Trap failure	La chiusura non è efficace.
Water wet	La struttura è piena d'acqua.
Wrong depth	Il modello sismico o di velocità era errato.
Non-commercial	Idrocarburi presenti ma non economici.

A volte un dry hole migliora il modello del bacino e porta a scoperte successive. Nell'esplorazione, anche l'insuccesso può comprare conoscenza.

3.31 Esplorazione offshore

L'offshore merita attenzione separata perché ha costi e rischi superiori. Le fasi sono simili:

studio regionale → sismica → prospect → pozzo esplorativo → appraisal → sviluppo

ma cambiano scala e complessità.

Fattore	Effetto
Profondità d'acqua	Condiziona tipo di rig, piattaforma, riser, BOP e costi.
Distanza dalla costa	Aumenta complessità logistica e costi di trasporto.
Meteo e mare	Determinano finestre operative e rischi.

Pressione e temperatura	Influenzano progetto del pozzo e sicurezza.
Fondale	Condiziona infrastrutture, ancoraggi e stabilità.
Ambiente	Richiede autorizzazioni, mitigazioni e controlli.
Assenza di infrastrutture	Può rendere lo sviluppo molto costoso.

In acque profonde, un singolo pozzo esplorativo può costare moltissimo. Per questo qualità dei dati sismici, valutazione del rischio e disciplina decisionale sono fondamentali.

3.32 Esplorazione non convenzionale

Nello shale oil e nel tight oil, l'esplorazione cambia logica. Non si cerca necessariamente una trappola classica piena di petrolio migrato. Si cerca una roccia molto estesa, ricca di materia organica, matura, fragile e producibile con pozzi orizzontali e fratturazione.

Parametro	Significato
TOC	Contenuto organico totale.
Maturità termica	Indica se il sistema tende a olio, gas umido o gas secco.
Spessore	Condiziona il volume produttivo.
Mineralogia	Influenza fragilità e risposta alla fratturazione.
Pressione	Energia del sistema.
Saturazione	Quantità di idrocarburi presenti nei pori.
Fratturazione naturale	Può favorire o complicare il flusso.
Stress geomeccanico	Controlla la propagazione delle fratture idrauliche.

Nel convenzionale la domanda è:

dove si è accumulato il petrolio?

Nel non convenzionale la domanda diventa:

quali porzioni della roccia madre sono più producibili?

3.33 Dal successo geologico al successo commerciale

Una scoperta geologica non è automaticamente una scoperta commerciale.

Requisito	Significato
Volume sufficiente	Abbastanza barili recuperabili.
Qualità fluido accettabile	API gravity, viscosità, zolfo, gas associato, metalli.

Reservoir produttivo	Permeabilità, pressione, continuità.
Tecnologia disponibile	Pozzi, completamenti, impianti, subsea, FPSO o piattaforme.
Infrastrutture	Pipeline, terminali, trattamento, esportazione.
Prezzo favorevole	Margine economico sufficiente.
Fiscalità sostenibile	Royalties, tasse, contratti, profit sharing.
Stabilità politica	Rischio Paese gestibile.
Autorizzazioni	Ambiente, sicurezza e regolazione.

Ecco perché un accumulo può essere scoperto ma non sviluppato. Può essere tecnicamente interessante ma economicamente marginale.

3.34 Workflow completo dell'esplorazione



3.35 Esempio concettuale

Immaginiamo un bacino offshore.

La geologia regionale indica la presenza di una roccia madre marina del Cretaceo, ricca di materia organica. I modelli termici suggeriscono che in una zona profonda del bacino questa roccia sia entrata nella finestra dell'olio. La sismica 2D mostra grandi strutture inclinate e possibili anticlinali. Si decide allora di acquisire sismica 3D.

Nel volume 3D si riconosce un corpo sabbioso torbido coperto da argille profonde. La struttura mostra chiusura verso l'alto e una possibile anomalia di ampiezza. I geologi costruiscono mappe di profondità, stimano area, spessore, porosità attesa, saturazione e

rischio.

Il prospect viene valutato così:

- serbatoio probabile;
- copertura buona;
- trappola chiusa;
- charge incerto;
- volume potenziale alto.

La compagnia decide di perforare.

Il pozzo trova sabbie alla profondità prevista. I log mostrano alta resistività e buona porosità. I campioni confermano olio leggero. Il test produce a portata incoraggiante. A questo punto non si parla più solo di prospect: si parla di discovery.

Poi arrivano i pozzi di appraisal per capire se il giacimento è abbastanza grande, continuo e produttivo da giustificare uno sviluppo offshore.

3.36 Sintesi ragionata del modulo

L'esplorazione petrolifera è un processo di riduzione dell'incertezza. Parte dalla scala regionale del bacino e arriva al punto preciso in cui si decide se perforare. La sismica permette di vedere geometrie del sottosuolo, non il petrolio in modo diretto. Il pozzo esplorativo è la verifica decisiva.

I log di pozzo, le carote, i test e i campioni trasformano un'ipotesi geologica in dati fisici. Una scoperta diventa commerciale solo se volume, produttività, qualità del fluido, costi, infrastrutture, tecnologia, autorizzazioni e mercato lo permettono.

3.37 Glossario del modulo 3

Termine	Significato
Bacino sedimentario	Area dove si accumulano sedimenti e può formarsi un sistema petrolifero.
Play	Modello esplorativo regionale.
Lead	Possibile obiettivo ancora preliminare.
Prospect	Obiettivo definito e valutabile per perforazione.
Sismica 2D	Immagine del sottosuolo lungo linee.
Sismica 3D	Volume tridimensionale del sottosuolo.
Impedenza acustica	Prodotto tra densità e velocità sismica.
Processing	Elaborazione dei dati sismici grezzi.

Migrazione sismica	Riposizionamento corretto dei riflettori.
Attributi sismici	Proprietà derivate dal dato sismico.
DHI	Indicatore sismico compatibile con idrocarburi.
Pozzo esplorativo	Pozzo perforato per verificare un prospect.
Mud logging	Analisi di fango, gas e cuttings durante perforazione.
Carota	Cilindro di roccia prelevato dal pozzo.
Wireline logging	Misure geofisiche calate nel pozzo con cavo.
LWD	Logging while drilling, cioè misure durante la perforazione.
Petrofisica	Interpretazione quantitativa di rocce e fluidi.
OOIP	Olio originariamente in posto.
Recovery factor	Frazione recuperabile dell'olio in posto.
Risorse prospettiche	Volumi potenziali non ancora scoperti.
Risorse contingenti	Volumi scoperti ma non ancora commerciali.
Riserve	Volumi commercialmente recuperabili.
Dry hole	Pozzo senza idrocarburi commerciali.
Appraisal	Fase di valutazione dopo una scoperta.

3.38 Concetti da memorizzare

1. L'esplorazione petrolifera riduce progressivamente l'incertezza.
2. Non si cerca solo petrolio: si valuta un sistema geologico, tecnico ed economico.
3. Bacino, play, lead e prospect sono scale diverse del ragionamento esplorativo.
4. La sismica non vede direttamente il petrolio: vede contrasti fisici e geometrie.
5. L'impedenza acustica dipende da densità e velocità sismica.
6. La sismica 2D è utile per screening regionale; la 3D per geometrie dettagliate.
7. Il processing trasforma registrazioni grezze in immagini interpretabili.
8. La conversione tempo-profondità dipende dal modello di velocità.
9. Gli attributi sismici e i DHI sono indizi, non prove definitive.
10. Il pozzo esplorativo è la verifica decisiva del prospect.
11. Mud logging, carote, log e test forniscono dati fisici sul sottosuolo.
12. La resistività alta in una roccia porosa può suggerire idrocarburi, ma va interpretata con altri log.
13. La petrofisica stima porosità, saturazioni, argillosità e qualità del reservoir.
14. Presenza di petrolio non significa automaticamente producibilità o commercialità.
15. Risorse e riserve non sono sinonimi.
16. Un dry hole può essere economicamente negativo ma geologicamente istruttivo.

3.39 Domande di controllo

1. Perché l'esplorazione petrolifera è una riduzione progressiva dell'incertezza?
2. Che differenza c'è tra bacino, play, lead e prospect?
3. Perché la sismica non vede direttamente il petrolio?
4. Che cosa misura l'impedenza acustica?
5. Qual è la differenza tra sismica 2D e 3D?
6. Perché la conversione tempo-profondità è delicata?
7. Che cosa sono gli attributi sismici?
8. Perché un bright spot non garantisce una scoperta?
9. A che cosa serve un pozzo esplorativo?
10. Che differenza c'è tra show di idrocarburi e scoperta commerciale?
11. Perché le carote sono così preziose?
12. Qual è il ruolo del gamma ray?
13. Perché la resistività è importante per riconoscere idrocarburi?
14. Che cosa significa saturazione d'acqua?
15. Qual è il significato pratico della legge di Archie?
16. Perché presenza di petrolio non significa automaticamente produzione economica?
17. Che differenza c'è tra risorse prospettiche, risorse contingenti e riserve?
18. Perché un dry hole può comunque essere utile?
19. In che cosa cambia l'esplorazione non convenzionale rispetto a quella convenzionale?
20. Quali fattori trasformano una scoperta geologica in una scoperta commerciale?

Capitolo 4

Perforazione petrolifera

4.1 Dal prospect al pozzo reale

Nei moduli precedenti il percorso e' stato costruito in modo progressivo. Il primo modulo ha definito che cosa sia il petrolio come miscela naturale di idrocarburi e composti non idrocarburi. Il secondo ha spiegato come un sistema petrolifero possa generare, espellere, migrare e intrappolare idrocarburi. Il terzo ha mostrato come l'esplorazione riduca l'incertezza attraverso bacini sedimentari, dati geologici, prospezioni geofisiche, sismica, logging e stime di risorse.

La perforazione e' il passaggio in cui l'ipotesi geologica diventa un'opera fisica. Fino a questo punto si lavora soprattutto con modelli: mappe, sezioni, attributi sismici, analoghi, probabilita' di successo, volumi attesi. Con il pozzo si entra nel sottosuolo. Il modello viene interrogato direttamente: si attraversano formazioni, si misurano pressioni, si raccolgono detriti e dati, si installano tubazioni, si cementano intervalli, si controllano fluidi e pressioni.

Perforare un pozzo petrolifero significa costruire in profondita' un condotto stabile, controllato e sicuro tra la superficie e una formazione geologica. Il pozzo non e' un semplice foro: e' una struttura ingegneristica complessa formata da foro, tubazioni, cemento, fluidi, valvole, strumenti, barriere di sicurezza e procedure operative.

L'EIA descrive il passaggio esplorativo in modo essenziale: quando un sito appare promettente, viene perforato e testato un pozzo esplorativo; se vengono individuati quantitativi economicamente producibili, possono seguire pozzi di sviluppo [32]. Questo punto e' importante: la perforazione non serve soltanto a "bucare" fino al petrolio, ma a decidere se un'idea geologica puo' diventare un progetto industriale.

Un pozzo puo' avere funzioni diverse. Un pozzo esplorativo cerca una scoperta. Un pozzo di appraisal delimita una scoperta gia' avvenuta. Un pozzo di sviluppo produce da un giacimento noto. Un pozzo di iniezione immette acqua, gas, vapore o altri fluidi per sostenere la pressione o migliorare il recupero. Un pozzo di monitoraggio misura pressioni, saturazioni o spostamenti dei fluidi nel tempo. La parola "pozzo", quindi, indica una famiglia di opere sotterranee, non un unico oggetto standard.

Concetto chiave

La perforazione è l'incontro tra geologia e ingegneria. La geologia dice dove si vuole arrivare e che cosa ci si aspetta di trovare; l'ingegneria deve arrivarci mantenendo il foro stabile, controllando le pressioni, proteggendo falde e ambiente, evitando ingressi incontrollati di fluidi e costruendo una struttura utilizzabile per test, completamento o produzione.

4.2 Il pozzo come struttura telescopica

Un pozzo petrolifero moderno ha quasi sempre una geometria telescopica. In superficie il foro ha diametro maggiore; procedendo in profondità il diametro diminuisce. Questo avviene perché il pozzo viene costruito per fasi: si perfora una prima sezione, si cala una tubazione di rivestimento, si cementa, poi si perfora una sezione più profonda con diametro minore, si cala un altro rivestimento, e così via.

La logica telescopica nasce da tre esigenze. La prima è meccanica: le formazioni superficiali sono spesso poco consolidate e devono essere stabilizzate. La seconda è idraulica: pressioni e gradienti cambiano con la profondità, quindi non si può lasciare tutto il foro aperto fino al fondo. La terza è ambientale e di sicurezza: bisogna isolare falde acquifere, zone instabili, livelli sovrapressurizzati, formazioni deboli e intervalli contenenti gas o fluidi indesiderati.

Un pozzo può essere immaginato come una successione di tubi concentrici cementati alla roccia. Ogni casing string protegge una parte del foro e fornisce una base sicura per perforare più in profondità. Il risultato finale non è un cilindro vuoto unico, ma una struttura stratificata: foro, casing, cemento, eventuale liner, tubing di produzione, packer, valvole e testa pozzo.

Il foro aperto, cioè la parte non ancora rivestita da casing, è la porzione più delicata. Finché una sezione resta aperta, le pareti sono sostenute principalmente dal fango di perforazione e dall'equilibrio tra pressione interna del pozzo e pressioni della formazione. Se questo equilibrio viene perso, possono comparire crolli, restringimenti, perdite di fango, ingressi di fluidi o instabilità tali da compromettere il pozzo.

4.3 Le fasi generali della perforazione

La costruzione di un pozzo segue una sequenza tecnica ordinata. I dettagli cambiano tra pozzi onshore, offshore, convenzionali, non convenzionali, verticali, deviati o orizzontali, ma la logica generale resta simile.

Prima della perforazione vera e propria si prepara il sito. Onshore significa realizzare piazzale, accessi, fondazioni temporanee, vasche o sistemi di gestione fluidi, collegamenti elettrici, spazi per tubi e materiali. Offshore significa posizionare l'unità di perforazione, ancorarla o mantenerla in posizione dinamica, connettersi al fondale e predisporre i sistemi sottomarini.

Poi si installa la prima guida del pozzo, spesso chiamata conductor pipe. Questa tubazione

superficiale stabilizza i terreni piu' deboli e crea il primo condotto ordinato verso il basso. In molte operazioni offshore il conductor e' fondamentale anche per il collegamento con la testa pozzo sottomarina.

Si perfora quindi la prima sezione, si cala il casing superficiale e lo si cementa. Il casing superficiale ha un ruolo critico: isola le falde acquifere, fornisce supporto meccanico e permette l'installazione dei sistemi di controllo del pozzo. Da questo momento il pozzo diventa una struttura pressurizzabile e controllabile.

La perforazione prosegue con sezioni successive. Ogni sezione attraversa un intervallo geologico progettato in anticipo. Quando una sezione raggiunge la profondita' prevista, si effettua spesso una valutazione: condizioni del foro, log, pressioni, stabilita', rischi. Poi si cala il casing o il liner, si cementa e si riparte con una sezione di diametro inferiore.

Infine si raggiunge l'obiettivo geologico. Nel caso di un pozzo esplorativo si possono eseguire log, campionamenti, test di formazione e prove di produzione temporanee. Nel caso di un pozzo di sviluppo si procede verso il completamento, cioe' l'insieme delle operazioni che permettono al pozzo di produrre in modo controllato.

Fase	Significato ingegneristico
Preparazione	Si rende possibile l'operazione: sito, logistica, sicurezza, fondazioni, materiali, fluidi, energia, accessi.
Sezione superficiale	Si stabilizza il tratto alto del pozzo e si proteggono le falde.
Casing e cementazione	Si trasforma un foro instabile in una struttura rivestita e isolata.
Sezioni intermedie	Si attraversano intervalli con pressioni, litologie e rischi diversi, isolandoli progressivamente.
Sezione produttiva	Si raggiunge il reservoir o l'intervallo da valutare.
Valutazione o completamento	Si decide se testare, produrre, completare, sospendere o abbandonare il pozzo.

4.4 L'impianto di perforazione

L'impianto di perforazione, o rig, e' il sistema meccanico, idraulico, elettrico e umano che permette di costruire il pozzo. Non e' soltanto la torre visibile dall'esterno. La torre e' una parte importante, ma il rig comprende sistemi di sollevamento, rotazione, circolazione, controllo pressione, generazione potenza, trattamento fanghi, stoccaggio materiali, sicurezza e comando.

Il rig deve svolgere quattro funzioni fondamentali. Deve sostenere e movimentare migliaia di metri di tubi. Deve fornire rotazione o energia meccanica allo scalpello. Deve far circolare il fango di perforazione dalla superficie al fondo e ritorno. Deve controllare il pozzo nel caso in cui la formazione tenti di far entrare fluidi nel foro.

Il sistema di sollevamento comprende mast o derrick, drawworks, crown block, traveling block, hook ed elevator. Serve a sollevare, abbassare e sospendere la batteria di perforazione. Quando si aggiunge un tubo, si cambia scalpello o si esegue un tripping, e' questo

sistema a movimentare il peso della drill string.

Il sistema di rotazione puo' essere basato su rotary table oppure, nei rig moderni, su top drive. La rotary table trasmette rotazione dal piano sonda alla batteria. Il top drive e' un motore installato nella parte mobile superiore che ruota direttamente la drill string. Il top drive aumenta flessibilita', controllo e sicurezza operativa, specialmente durante perforazioni direzionali e orizzontali.

Il sistema di circolazione comprende mud pumps, linee ad alta pressione, standpipe, rotary hose, drill pipe, scalpello, annulus, flowline, shale shakers e vasche fanghi. Il fango scende all'interno dei tubi, esce dagli ugelli dello scalpello, pulisce il fondo foro e risale nell'annulus portando con se' i cuttings.

Il sistema di controllo del pozzo comprende principalmente il blowout preventer, le linee choke e kill, il manifold di choke, accumulatori idraulici, valvole, sensori, procedure e personale addestrato. Il BOP non e' un accessorio: e' una barriera meccanica di emergenza per chiudere il pozzo e controllare un eventuale kick.

4.5 La batteria di perforazione

La batteria di perforazione, o drill string, e' la colonna di tubi e utensili che collega la superficie allo scalpello. Attraverso di essa passano peso, rotazione, coppia, fango, segnali e misure. Una drill string non e' composta solo da tubi identici: e' un assemblaggio progettato in funzione di profondita', traiettoria, litologia, diametro foro, idraulica e obiettivi direzionali.

Le drill pipe formano la parte piu' lunga della colonna. Sono tubi relativamente leggeri rispetto ai drill collar e servono a trasmettere rotazione e a portare il fango verso il basso. I tool joint alle estremita' permettono l'avvitamento dei tubi tra loro e devono resistere a trazione, torsione e fatica.

Le heavy weight drill pipe sono tubi intermedi, piu' pesanti e robusti delle drill pipe ordinarie. Servono spesso come transizione tra la parte flessibile della colonna e i drill collar piu' rigidi. Aiutano a ridurre concentrazioni di sforzo e problemi di instabilita' della colonna.

I drill collar sono tubi molto pesanti e rigidi collocati vicino allo scalpello. La loro funzione principale e' fornire peso sullo scalpello, cioe' weight on bit. Nella perforazione non si spinge lo scalpello dal piano sonda come se fosse un trapano domestico: si lascia che una parte controllata del peso della colonna agisca sullo scalpello.

Gli stabilizers mantengono la batteria centrata o controllano il contatto con la parete del foro. I mud motors trasformano l'energia idraulica del fango in rotazione locale dello scalpello. I rotary steerable systems permettono di orientare il pozzo continuando a ruotare la colonna, con vantaggi in termini di qualita' del foro, controllo traiettoria e riduzione di attrito.

Nella parte bassa della batteria, chiamata bottom hole assembly, possono trovarsi strumenti MWD e LWD, sensori di inclinazione e azimuth, gamma ray, resistivita', densita', neutroni, pressione, temperatura e vibrazioni. In un pozzo moderno il fondo foro non e'

cieco: e' un ambiente misurato continuamente.

4.6 Lo scalpello

Lo scalpello, o bit, e' l'utensile che frantuma, taglia o abrada la roccia. La scelta dello scalpello influenza la velocita' di perforazione, la stabilita' del foro, la qualita' dei cuttings, la durata della corsa e il rischio di vibrazioni. Uno scalpello sbagliato puo' trasformare una sezione in un'operazione lenta, costosa e problematica.

Gli scalpelli a rulli, o roller cone bits, utilizzano coni rotanti dotati di denti o inserti. La roccia viene rotta prevalentemente per schiacciamento, frattura e indentazione. Sono robusti e adatti a molte condizioni, ma hanno parti mobili e possono essere meno efficienti dei PDC in certe litologie.

Gli scalpelli PDC, cioe' polycrystalline diamond compact, usano cutter sintetici al diamante fissati su lame. La roccia viene tagliata per azione di taglio, come se fosse raschiata. Sono molto usati perche' possono garantire alte velocita' di perforazione e lunga durata, soprattutto in formazioni relativamente omogenee.

Gli scalpelli diamantati e ibridi rispondono a esigenze specifiche. I primi possono essere usati in formazioni abrasive o dure; gli ibridi combinano principi di taglio e frantumazione. La scelta non e' mai astratta: dipende dalla roccia, dalla profondita', dalla temperatura, dalla pressione, dalla traiettoria, dall'idraulica e dal costo di un eventuale viaggio per cambiare bit.

Concetto chiave

Lo scalpello non va valutato solo per quanto costa. Va valutato per il costo complessivo della sezione perforata: velocita' di avanzamento, metri perforati prima dell'usura, qualita' del foro, riduzione dei viaggi, compatibilita' con strumenti direzionali e rischio operativo.

4.7 Il fango di perforazione

Il fango di perforazione e' uno dei protagonisti del pozzo. Il nome puo' trarre in inganno: non si tratta semplicemente di "fango" naturale, ma di un fluido ingegnerizzato. Puo' essere a base acqua, a base olio o sintetico; puo' contenere argille, polimeri, barite, sali, emulsionanti, lubrificanti, inibitori, materiali per controllo perdite e additivi specifici.

La prima funzione del fango e' trasportare i cuttings. Lo scalpello produce frammenti di roccia che devono essere rimossi dal fondo foro. Se restano in basso, lo scalpello riperfora materiale gia' rotto, la velocita' cala e aumenta il rischio di incastro. Il fango deve quindi avere proprieta' reologiche adatte: deve scorrere, ma anche sospendere solidi quando la circolazione rallenta o si ferma.

La seconda funzione e' raffreddare e lubrificare lo scalpello e la batteria. Al fondo le condizioni sono severe: attrito, pressione, temperatura e rotazione generano sollecitazioni importanti. Un fango inadatto aumenta usura, vibrazioni e rischio di danneggiamento

degli utensili.

La terza funzione e' controllare la pressione. La colonna di fango esercita una pressione idrostatica sulle formazioni attraversate. Questa pressione deve essere sufficiente a impedire l'ingresso incontrollato di fluidi di formazione, ma non cosi' alta da fratturare la roccia e perdere fango.

La quarta funzione e' stabilizzare il foro. Alcune argille si gonfiano a contatto con acqua; alcune formazioni si disgregano; alcune pareti collassano se non sono sostenute. Il fango deve interagire con la roccia in modo controllato, formando anche un mud cake sottile e resistente sulle pareti permeabili.

La quinta funzione e' trasmettere informazione. I cuttings, i gas nel fango, le variazioni di portata, densita', pressione, temperatura e proprieta' chimiche raccontano che cosa sta accadendo in fondo. Il fango e' contemporaneamente fluido operativo e vettore diagnostico.

Funzione del fango	Perche' conta
Pulizia del foro	Porta in superficie i detriti di perforazione e mantiene libero il fondo.
Controllo pressione	Fornisce pressione idrostatica contro i fluidi di formazione.
Stabilita' del foro	Riduce crolli, rigonfiamenti, disgregazione e instabilita' delle pareti.
Raffreddamento e lubrificazione	Protegge scalpello, motori, strumenti e drill string.
Formazione del mud cake	Limita l'invasione del fluido nelle rocce permeabili.
Trasmissione idraulica	Alimenta mud motor e pulizia idraulica dello scalpello.
Informazione geologica	Trasporta cuttings e gas utili per interpretare le formazioni attraversate.

4.8 Pressione idrostatica e finestra di fango

Il principio fisico di base del controllo pressione e' semplice. Una colonna di fluido esercita una pressione che aumenta con la profondita':

$$p = \rho gh$$

dove p e' la pressione idrostatica, ρ e' la densita' del fango, g e' l'accelerazione di gravita' e h e' l'altezza verticale della colonna di fluido. In pratica petrolifera si ragiona spesso in termini di gradiente di pressione, cioe' incremento di pressione per unita' di profondita'.

Questo concetto e' cruciale. Se aumento la densita' del fango, aumento la pressione idrostatica al fondo. Se diminuisco la densita', diminuisco la pressione idrostatica. Il fango diventa quindi lo strumento primario per bilanciare le pressioni sotterranee.

La pressione del fango deve collocarsi dentro una finestra operativa, chiamata finestra di fango. Il limite inferiore è legato alla pressione di poro: se la pressione del fango è troppo bassa rispetto alla pressione dei fluidi nella formazione, acqua, gas o petrolio possono entrare nel pozzo. Il limite superiore è legato alla pressione di frattura: se la pressione del fango è troppo alta, la roccia può fratturarsi e il fango può perdersi nella formazione.

$$p_{\text{poro}} < p_{\text{fango}} < p_{\text{frattura}}$$

Questa disuguaglianza riassume una parte enorme della perforazione. Troppo poco fango, o fango troppo leggero, significa rischio di kick. Troppo fango, o fango troppo pesante, significa rischio di fratturazione e lost circulation. Nei pozzi semplici la finestra può essere ampia; nei pozzi profondi, HPHT, offshore o in bacini complessi può essere strettissima.

La difficoltà aumenta perché non conta solo la pressione statica. Durante la circolazione compaiono perdite di carico per attrito. Durante le manovre di discesa e risalita della batteria possono generarsi effetti di surge e swab: muovere rapidamente i tubi può aumentare o diminuire temporaneamente la pressione effettiva sulle formazioni. Anche un fango formalmente corretto, quindi, può diventare pericoloso se le operazioni sono condotte male.

Concetto chiave

La finestra di fango è il corridoio di sicurezza idraulica del pozzo. Sotto la finestra il pozzo può prendere fluidi dalla formazione; sopra la finestra può rompere la formazione e perdere fango. Molti problemi di perforazione nascono dal tentativo di restare dentro questa finestra mentre cambiano profondità, litologia, pressione, temperatura e condizioni operative.

4.9 Kick e blowout

Un kick è un ingresso indesiderato di fluidi di formazione nel pozzo. Può trattarsi di gas, olio, acqua salata o una combinazione di fluidi. Il kick avviene quando la pressione della formazione supera la pressione efficace esercitata dal fluido di perforazione nel pozzo. Non è ancora un blowout, ma è un segnale di perdita di controllo primario.

Il blowout è il flusso incontrollato di fluidi dal pozzo. È uno degli eventi più gravi nella perforazione petrolifera, perché può causare incendio, esplosione, perdita di vite umane, distruzione dell'impianto, inquinamento e perdita del giacimento. La differenza tra kick e blowout è quindi fondamentale: il kick è un evento da riconoscere e controllare; il blowout è il fallimento del controllo.

Il gas è particolarmente pericoloso. A grande profondità può occupare un volume ridotto per effetto della pressione. Mentre risale nel pozzo, la pressione diminuisce e il gas si espande. Questa espansione riduce la densità media della colonna nel pozzo, abbassando ulteriormente la pressione idrostatica e favorendo altro ingresso di gas. Per questo un kick gassoso può accelerare rapidamente se non viene riconosciuto e chiuso.

Gli indicatori di kick possono includere aumento del volume nelle vasche, aumento del

flusso di ritorno a pompe costanti, pozzo che continua a fluire a pompe ferme, variazioni anomale di pressione, aumento improvviso della velocità di perforazione, gas nei ritorni di fango e variazioni del peso apparente della batteria. Nessun segnale va interpretato da solo: il controllo pozzo richiede osservazione continua e disciplina operativa.

La risposta generale a un kick consiste nel chiudere il pozzo, stabilizzare la situazione, misurare le pressioni, calcolare il fango necessario, circolare fuori l'influx e ristabilire una colonna di fluido capace di bilanciare la formazione. Le procedure specifiche dipendono dal tipo di pozzo, dal rig, dalla profondità, dall'influx, dal BOP e dalle politiche operative.

4.10 Blowout preventer

Il blowout preventer, BOP, è il sistema meccanico progettato per chiudere e controllare il pozzo in caso di emergenza. È installato sulla testa pozzo. Nei pozzi onshore e in acque basse può trovarsi in superficie; nei pozzi offshore profondi è spesso sul fondale, collegato al rig da un riser marino.

Il BOP non è un'unica valvola semplice. È normalmente uno stack, cioè una pila di dispositivi con funzioni diverse. L'annular preventer può chiudere intorno a tubi di diametro diverso o, in certe condizioni, sul foro aperto. I pipe rams chiudono intorno alla drill pipe. I blind rams chiudono quando non ci sono tubi nel foro. Gli shear rams sono progettati per tagliare la pipe e sigillare il pozzo in situazioni estreme. Le linee choke e kill permettono rispettivamente di controllare il deflusso e pompare fluido nel pozzo.

Il BOP fa parte di una filosofia di controllo a barriera. La prima barriera durante la perforazione è normalmente il fango: se la pressione idrostatica è corretta, i fluidi di formazione non entrano. Il BOP è una barriera secondaria: interviene quando la barriera primaria non basta o viene persa. In offshore, soprattutto in deepwater, il BOP assume un'importanza ancora maggiore perché il pozzo può trovarsi a centinaia o migliaia di metri sotto la superficie del mare.

Elemento del BOP	Funzione
Annular preventer	Chiude intorno alla batteria o ad altri elementi, adattandosi entro certi limiti al diametro.
Pipe rams	Sigillano lo spazio anulare intorno a tubi di diametro specifico.
Blind rams	Chiudono il foro quando non è presente tubazione.
Shear rams	Possono tagliare la tubazione e chiudere il pozzo in emergenza.
Choke line	Permette di far uscire fluidi in modo controllato attraverso il choke manifold.
Kill line	Permette di pompare fluidi nel pozzo per ripristinare il controllo.
Accumulatori	Forniscono energia idraulica per azionare il sistema anche in condizioni critiche.

La presenza del BOP non elimina il rischio. Un BOP deve essere dimensionato, testato, mantenuto, azionato correttamente e integrato in procedure efficaci. La sicurezza del pozzo dipende dalla combinazione di attrezzatura, progettazione, manutenzione, addestramento, cultura operativa e decisioni tempestive.

4.11 Casing

Il casing e' la tubazione d'acciaio calata nel pozzo e cementata in posizione. Serve a sostenere le pareti del foro, isolare formazioni, proteggere falde, contenere pressioni, permettere il montaggio del BOP e creare un condotto permanente o semipermanente. Senza casing, un pozzo profondo sarebbe spesso impossibile da mantenere stabile.

Il conductor casing e' il primo elemento strutturale. Stabilizza la parte piu' superficiale e guida la perforazione iniziale. Il surface casing isola le falde e fornisce una base per la testa pozzo e il BOP. Gli intermediate casing isolano sezioni problematiche: zone sovrapressurizzate, formazioni instabili, intervalli con perdite, sale, gas superficiale o pressioni incompatibili con la sezione successiva. Il production casing attraversa o raggiunge la zona produttiva e permette il completamento. Il liner e' una tubazione che non risale fino alla superficie, ma viene appesa al casing precedente.

La progettazione del casing deve considerare tre famiglie di carico. Il burst e' la tendenza della tubazione a rompersi per pressione interna superiore a quella esterna. Il collapse e' la tendenza a schiacciarsi per pressione esterna superiore a quella interna. La trazione deriva dal peso della colonna sospesa e dalle sollecitazioni durante calata, cementazione e vita del pozzo. A questi si aggiungono corrosione, temperatura, fatica, usura, effetti di flessione nei pozzi deviati e carichi accidentali.

Il casing program, cioe' il programma di rivestimento del pozzo, e' una delle decisioni piu' importanti della progettazione. Se si installano troppi casing, il pozzo diventa costoso e si riduce il diametro finale disponibile. Se se ne installano troppo pochi, si rischia di non poter controllare pressioni, instabilita' e perdite. Il progetto deve prevedere l'evoluzione del pozzo fino al fondo, non solo la sezione immediata.

4.12 Cementazione

La cementazione consiste nel pompare una miscela cementizia nello spazio anulare tra casing e parete del foro. Il cemento deve risalire nell'annulus fino alla quota prevista, indurire e creare isolamento zonale. Il suo scopo non e' semplicemente "tenere fermo il tubo". Il cemento e' una barriera.

Il cemento sostiene il casing, impedisce la comunicazione tra formazioni diverse, protegge falde acquifere, limita migrazioni di gas, protegge la tubazione dalla corrosione esterna e contribuisce all'integrita' del pozzo. Se la cementazione e' scadente, possono restare canali di fango, microannuli, zone non cementate o percorsi preferenziali attraverso cui i fluidi migrano.

Una cementazione efficace richiede preparazione del foro, centralizzazione del casing,

corretta reologia della slurry, controllo dei volumi, spiazzamento efficace del fango, compatibilit  chimica, tempi di presa adeguati e verifica. I centralizers aiutano a mantenere il casing centrato: se il tubo   appoggiato alla parete, il cemento puo' non circondarlo uniformemente e puo' lasciare un canale.

Nel linguaggio del pozzo, cementare bene significa isolare. Isolare le falde dal pozzo. Isolare una zona produttiva da una zona acquifera. Isolare una zona ad alta pressione da una a bassa pressione. Isolare il reservoir durante abbandono. Molti problemi gravi non nascono da un singolo elemento rotto, ma da barriere che sembravano presenti e non erano efficaci.

4.13 Integrita' del pozzo

L'integrita' del pozzo   la capacita' del pozzo di contenere i fluidi nelle condizioni previste durante perforazione, test, completamento, produzione, workover, sospensione e abbandono. Non riguarda solo il momento in cui si perfora. Un pozzo deve restare sicuro per anni o decenni, e nel caso di abbandono deve essere isolato in modo permanente.

La filosofia delle barriere   centrale. Una barriera puo' essere un fluido con densita' adeguata, un casing integro, cemento efficace, un packer, una valvola, una testa pozzo, un plug, un BOP o una combinazione di elementi. Una barriera deve essere definita, verificabile e adatta alla pressione e ai fluidi che deve contenere.

Il concetto importante   la ridondanza. Non si vuole dipendere da un unico elemento. Se il fango perde efficacia, il BOP deve poter chiudere. Se una cementazione non isola correttamente, servono verifiche e rimedi. Se una valvola perde, deve esserci un'altra barriera indipendente. La sicurezza del pozzo   robusta quando il fallimento di un singolo elemento non produce immediatamente perdita di contenimento.

Le cause di perdita di integrita' possono essere molte: cementazione incompleta, corrosione del casing, usura da rotazione della drill string, pressioni non previste, errori di progettazione, deterioramento elastomeri, cicli termici, subsidenza, movimenti di formazione, cattivo abbandono, danni durante workover. Per questo l'integrita' non   un controllo finale, ma un modo di progettare e gestire il pozzo.

4.14 Pozzi verticali, deviati e orizzontali

Il pozzo verticale   il caso concettualmente piu' semplice: parte dalla superficie e scende quasi verticalmente fino all'obiettivo. E' utile quando il target   sotto il sito di perforazione e quando lo spessore produttivo   sufficiente. Storicamente molti giacimenti convenzionali sono stati sviluppati con pozzi verticali.

Il pozzo deviato si allontana dalla verticale. La deviazione puo' servire a raggiungere un obiettivo non direttamente sotto il rig, evitare ostacoli, perforare da una piattaforma unica piu' pozzi verso target diversi, intercettare meglio una struttura o ridurre l'impatto superficiale. Offshore, la perforazione deviata   essenziale per sviluppare piu' zone da una stessa piattaforma.

Il pozzo orizzontale entra nel reservoir con un tratto ad alta inclinazione, spesso vicino a 90° . Il vantaggio è l'aumento della lunghezza di contatto con la formazione produttiva. Se un reservoir ha spessore verticale di 20 metri, un pozzo verticale espone al massimo quell'ordine di grandezza di contatto. Un laterale orizzontale può invece restare nel reservoir per centinaia o migliaia di metri.

L'EIA evidenzia che la perforazione orizzontale e direzionale consente di raggiungere una maggiore area di roccia da una singola posizione di superficie [34]. Questo principio è stato decisivo nello sviluppo di molte risorse non convenzionali, dove la permeabilità naturale è bassa e il contatto esteso con la roccia diventa essenziale.

4.15 Perforazione direzionale

La perforazione direzionale è l'insieme delle tecniche che permettono di controllare la traiettoria del pozzo. Non basta "inclinare" il foro: bisogna progettare una traiettoria tridimensionale, misurarla, correggerla e mantenerla entro tolleranze definite. La traiettoria è descritta da profondità misurata, profondità verticale vera, inclinazione, azimut, build rate, turn rate e dogleg severity.

La profondità misurata, *measured depth*, è la lunghezza reale lungo il percorso del pozzo. La *true vertical depth* è la profondità verticale rispetto alla superficie. In un pozzo verticale le due coincidono quasi; in un pozzo deviato o orizzontale possono essere molto diverse. Questo è essenziale per pressioni, volumi, tempi, attriti e interpretazione geologica.

Per deviare il pozzo si possono usare mud motor con bent housing, orientamento della toolface, rotary steerable systems e tecniche di controllo della bottom hole assembly. Nei sistemi tradizionali con motore si alternano fasi di sliding, in cui il motore orientato devia il foro, e fasi di rotary drilling. Nei sistemi rotary steerable si può correggere la traiettoria mentre la colonna continua a ruotare.

Il controllo direzionale deve bilanciare obiettivi diversi. Una traiettoria troppo aggressiva aumenta dogleg, attrito, rischio di stuck pipe, difficoltà di casing e problemi di completamento. Una traiettoria troppo dolce può non raggiungere il target o richiedere un pozzo più lungo. La traiettoria migliore non è quella geometricamente più elegante, ma quella perforabile, completabile e produttiva.

4.16 MWD, LWD e geosteering

MWD significa *measurement while drilling*. Indica misure effettuate mentre si perfora, soprattutto per posizione e condizioni operative: inclinazione, azimut, toolface, vibrazioni, pressione, temperatura, shock, parametri dinamici. Senza MWD la perforazione direzionale moderna sarebbe molto meno controllabile.

LWD significa *logging while drilling*. Indica misure petrofisiche acquisite durante la perforazione, come gamma ray, resistività, densità, neutroni e talvolta immagini di parete. Il vantaggio è ottenere informazioni vicino al momento in cui il foro viene creato,

prima che instabilit , invasione del fango o tempi operativi alterino troppo le condizioni.

Il geosteering   la guida geologica del pozzo in tempo reale. Non si tratta solo di seguire una traiettoria geometrica disegnata prima. Si tratta di usare i dati LWD, i cuttings, il mud gas, il modello geologico e le misure direzionali per mantenere il pozzo nella parte migliore del reservoir.

Immaginiamo un reservoir sottile. Se il pozzo orizzontale passa troppo in alto, puo' entrare nella roccia di copertura. Se passa troppo in basso, puo' avvicinarsi all'acqua di fondo. Se resta nel livello piu' permeabile e saturo di olio, produce meglio. Il geosteering serve a correggere in tempo reale la traiettoria per seguire lo sweet spot.

La difficult    che i dati non sono mai perfetti. Gli strumenti hanno distanza dal bit, risoluzione limitata e tempi di trasmissione. Il modello geologico puo' essere sbagliato. Le superfici stratigrafiche possono salire, scendere, assottigliarsi o essere tagliate da faglie. Il geosteering   quindi una disciplina di decisione sotto incertezza, non una semplice navigazione automatica.

4.17 Problemi operativi durante la perforazione

La perforazione   costosa perche'   un'operazione continua in ambiente incerto. Ogni metro attraversa roccia reale, non il modello ideale. Le formazioni possono cambiare durezza, pressione, permeabilit , contenuto argilloso, fratturazione, abrasivit  e stabilit . I problemi operativi sono quindi parte normale della disciplina.

Lo stuck pipe   l'incastro della batteria. Puo' essere meccanico, quando la pipe resta bloccata per crolli, restringimenti, key seat, cuttings accumulati o geometria del foro. Puo' essere differenziale, quando la drill string viene premuta contro una parete permeabile da una differenza di pressione e resta attaccata al mud cake. Lo stuck pipe puo' causare perdita di tempo, pesca degli utensili, sidetrack o perdita del pozzo.

La lost circulation   la perdita di fango nella formazione. Avviene quando il fango entra in fratture naturali, cavit , formazioni altamente permeabili o fratture indotte da pressione eccessiva. E' pericolosa per due ragioni: costa materiale e puo' abbassare il livello idrostatico nel pozzo, aumentando il rischio di kick da un'altra zona.

L'instabilit  del foro comprende crolli, sloughing shale, rigonfiamento argilloso, restringimenti, breakouts e washouts. La forma del foro puo' diventare irregolare, rendendo difficile pulizia, logging, casing e cementazione. La stabilit  dipende da tensioni in situ, pressione dei pori, traiettoria, interazione chimica fango-roccia e tempo di esposizione.

Le vibrazioni possono essere assiali, torsionali o laterali. Il bit bounce riduce l'efficienza e danneggia lo scalpello. Lo stick-slip alterna blocco e accelerazione torsionale della batteria. Il whirl produce rotazioni eccentriche e impatti laterali. Le vibrazioni danneggiano cutter, strumenti MWD/LWD, connessioni e qualita' del foro.

Il shallow gas   gas superficiale non previsto, pericoloso soprattutto nelle prime sezioni prima dell'installazione completa dei sistemi di controllo. L'idrogeno solforato, H_2S ,   tossico e corrosivo, quindi richiede procedure, sensori, materiali e dispositivi di protezione specifici. Le formazioni saline introducono problemi di creep, dissoluzione, inclusioni e

alte temperature.

4.18 Torque, drag, velocita' di avanzamento e tripping

Torque and drag sono due concetti fondamentali nei pozzi deviati e orizzontali. Il torque e' la coppia necessaria a ruotare la drill string. Il drag e' la resistenza assiale durante il movimento della colonna verso l'alto o verso il basso. Entrambi aumentano con lunghezza del pozzo, inclinazione, attrito, tortuosita', contatto con la parete, qualita' del foro e peso apparente della colonna.

In un pozzo verticale la drill string tende a stare relativamente centrata per gravita'. In un pozzo deviato o orizzontale una parte importante della colonna appoggia sulla parete inferiore del foro. Questo aumenta attrito, usura, difficolta' di trasferire peso allo scalpello e rischio di incastro. Per questo traiettoria, lubrificazione del fango, pulizia del foro e progettazione della bottom hole assembly diventano cruciali.

La rate of penetration, ROP, e' la velocita' di avanzamento dello scalpello. Dipende da litologia, tipo di bit, peso sul bit, rotazione, idraulica, pulizia del fondo, pressione differenziale, vibrazioni, usura e parametri del fango. Una ROP alta e' desiderabile per ridurre tempi e costi, ma non e' sempre un bene assoluto. Se perforare troppo velocemente peggiora la pulizia del foro, aumenta vibrazioni o produce un foro scadente, il risparmio immediato puo' trasformarsi in costo successivo.

Il tripping e' la manovra di estrazione o discesa della drill string. Si esegue per cambiare scalpello, sostituire strumenti, modificare bottom hole assembly, preparare casing o risolvere problemi. Durante un trip non si perfora, ma si consuma tempo rig. Nei pozzi profondi un round trip puo' richiedere molte ore o piu' di un giorno. Inoltre il tripping introduce rischi idraulici: estraendo troppo rapidamente si puo' generare swab e ridurre la pressione effettiva al fondo; scendendo troppo rapidamente si puo' generare surge e aumentarla.

4.19 Pozzi offshore

La perforazione offshore applica gli stessi principi generali della perforazione onshore, ma con complessita' logistiche e operative molto maggiori. L'impianto non e' su un piazzale stabile, ma su una piattaforma, una jack-up, una semisommersibile o una nave di perforazione. Materiali, personale, carburanti, casing, fanghi, cemento e attrezzature devono essere trasportati via mare o elicottero. Il meteo e lo stato del mare possono influenzare direttamente l'operazione.

Le jack-up sono unita' mobili con gambe che si appoggiano al fondale. Sono usate in acque relativamente basse. Le piattaforme fisse sono strutture permanenti installate su giacimenti in sviluppo. Le semisommersibili galleggiano con buona stabilita' in mare aperto e possono operare in acque piu' profonde. Le drillship sono navi di perforazione dotate di torre e sistemi di posizionamento, adatte a deepwater e ultra-deepwater.

Nel caso offshore, soprattutto in acque profonde, la distanza tra rig e fondale introduce un elemento specifico: il marine riser. Il riser collega il rig al BOP sottomarino e permette il ritorno del fango verso la superficie. Deve resistere a moto ondoso, correnti, tensioni, movimenti relativi e carichi dinamici. I riser tensioners mantengono tensione adeguata per evitare instabilità del sistema.

L'EIA tratta la produzione offshore come parte rilevante del sistema petrolifero, con infrastrutture specifiche, pozzi, piattaforme e collegamenti verso costa [33]. Dal punto di vista della perforazione, la differenza principale non è solo "essere in mare", ma dover gestire un pozzo remoto sotto una colonna d'acqua, con BOP spesso sul fondale e interventi sottomarini affidati anche a ROV.

4.20 Deepwater

Il deepwater è una delle frontiere tecniche più complesse dell'industria petrolifera. All'aumentare della profondità d'acqua aumentano costi, tempi, pressioni operative, difficoltà di intervento e conseguenze di un errore. Il pozzo non è accessibile direttamente dalla superficie; tra rig e testa pozzo c'è una lunga colonna d'acqua, con sistemi sottomarini complessi.

Il BOP sottomarino è installato sul fondale. Deve poter chiudere il pozzo anche se il rig perde posizione o deve scollegarsi. Il controllo avviene tramite sistemi idraulici, elettrici e ridondanze. I ROV, remotely operated vehicles, possono intervenire su pannelli e valvole sottomarine. Il dynamic positioning mantiene la drillship in posizione tramite propulsori controllati da sensori, senza ancoraggio tradizionale.

Nel deepwater anche la gestione del fango è più delicata. La colonna nel riser, la temperatura bassa del fondale, la pressione dell'acqua, i margini tra pressione di poro e frattura e la lunghezza del sistema influenzano il controllo del pozzo. Possono comparire problemi di idrati, raffreddamento, risposta lenta del sistema e difficoltà nella rilevazione di piccoli influssi.

Il deepwater richiede quindi progettazione integrata. Non basta scegliere un rig capace di perforare a grande profondità. Bisogna coordinare BOP, riser, wellhead, casing design, cementazione, logistica, meteoceanica, emergency disconnect, ROV, piani di contenimento, procedure di well control e capacità di risposta.

4.21 HPHT e perforazione in sale

HPHT significa high pressure high temperature. Non indica semplicemente un pozzo "profondo", ma un ambiente in cui pressioni e temperature elevate condizionano materiali, strumenti, fluidi, cementi, elastomeri e procedure. In un pozzo HPHT i margini di errore sono ridotti e l'energia contenuta nel sistema è elevata.

Le alte temperature modificano reologia del fango, tempi di presa del cemento, resistenza degli elastomeri, affidabilità degli strumenti elettronici e comportamento dei fluidi di formazione. Le alte pressioni richiedono casing, wellhead, BOP, connessioni e procedure

con rating adeguati. Anche il controllo pozzo diventa più severo perché piccoli errori di densità o pressione possono avere conseguenze importanti.

La perforazione in sale presenta problemi diversi. Il sale può comportarsi in modo duttile e deformarsi lentamente, chiudendo il foro: questo fenomeno è spesso chiamato creep. Inoltre il sale può contenere inclusioni, zone con pressioni anomale, intercalazioni instabili e forti contrasti di velocità sismica. Questi contrasti rendono più difficile l'imaging sismico sotto sale, quindi l'incertezza geologica può restare elevata anche dopo studi avanzati.

In bacini come Golfo del Messico e margine brasiliano, il sale è associato a importanti sistemi petroliferi, ma rende esplorazione e perforazione tecnicamente impegnative. Perforare sale richiede scelta accurata del fango, controllo della traiettoria, gestione della stabilità, attenzione a temperatura e pressione, e spesso strategie specifiche per casing e cementazione.

4.22 Dal pozzo perforato al pozzo completato

Perforare un pozzo e completarlo non sono la stessa cosa. La perforazione costruisce il foro e raggiunge l'obiettivo. Il completamento prepara il pozzo a produrre, iniettare o essere testato in modo controllato. Un pozzo può essere perforato correttamente ma non ancora in grado di produrre perché mancano tubing, packer, valvole, perforazioni, sistemi di controllo sabbia o artificial lift.

Nel completamento in casing cementato, il reservoir è inizialmente separato dal pozzo da casing e cemento. Per collegarlo al pozzo si esegue la perforazione del casing, usando cariche sagomate che creano fori attraverso acciaio, cemento e parte della formazione. Questi canali permettono ai fluidi del reservoir di entrare nel pozzo.

Esistono anche completamenti open hole, nei quali la sezione produttiva resta non cementata, eventualmente con liner fessurato, screens o gravel pack. Queste soluzioni possono essere utili in formazioni specifiche, specialmente quando si vuole ridurre il danneggiamento o controllare produzione di sabbia.

Il completamento deve rispondere alla natura del reservoir. Un reservoir consolidato e pulito richiede soluzioni diverse da una sabbia non consolidata. Un olio viscoso richiede strategie diverse da un gas ad alta pressione. Un pozzo orizzontale in shale richiede spesso fratturazione idraulica multistadio; un pozzo convenzionale ad alta permeabilità può produrre con completamento molto diverso.

4.23 Sospensione e abbandono

Non tutti i pozzi diventano produttivi. Un pozzo esplorativo può essere dry hole. Un pozzo può essere sospeso in attesa di decisioni future. Un pozzo produttivo, a fine vita, deve essere abbandonato. In tutti i casi il pozzo non viene semplicemente lasciato com'è. Deve essere messo in sicurezza.

L'abbandono, spesso chiamato plug and abandonment, consiste nel creare barriere

permanenti che impediscano migrazione di fluidi tra formazioni o verso la superficie. Si usano plug di cemento, tappi meccanici, tagli di casing, verifiche e procedure regolamentate. L'obiettivo è ripristinare l'isolamento geologico e garantire che il pozzo non diventi una via preferenziale per gas, olio o acqua salata.

Un cattivo abbandono può generare problemi anni dopo: migrazione di gas, contaminazione di falde, emissioni, subsidenza locale, pressione in annuli, difficoltà di reintervento. Per questo l'abbandono è parte integrante della vita del pozzo, non un dettaglio amministrativo finale.

4.24 Perché perforare costa tanto

La perforazione è costosa per una combinazione di capitale, tempo, rischio e competenze. Un rig può avere costi giornalieri elevatissimi, specialmente offshore. Ogni giorno di ritardo moltiplica costi di personale, servizi, logistica, noleggio, materiali e supporto. La perforazione è quasi sempre un'operazione continua, 24 ore su 24, con turni, squadre, supervisione e servizi specializzati.

I materiali sono costosi. Casing, cementi, fanghi, barite, additivi, bit, strumenti MWD/LWD, motori, rotary steerable, wellhead, BOP, tubing e completamenti rappresentano una parte importante del costo. Molti strumenti lavorano in condizioni estreme e devono essere affidabili, certificati e recuperabili.

La logistica può essere decisiva. In aree remote o offshore ogni pezzo deve arrivare nel momento giusto. Un ritardo nella consegna di un casing, di un bit o di un additivo può fermare il rig. In deepwater o regioni artiche, meteo, distanza, disponibilità di navi e finestre operative possono pesare quanto la tecnica.

Il rischio economico è strutturale. Un pozzo esplorativo può costare molto e non trovare idrocarburi commerciali. Anche un pozzo di sviluppo può incontrare problemi geologici, pressioni inattese, perdite, stuck pipe, danneggiamenti o produttività inferiore alle attese. Per questo il costo della perforazione non è solo costo meccanico: è costo dell'incertezza.

4.25 Le discipline coinvolte

Un pozzo petrolifero non è il prodotto di una sola figura professionale. Il geologo interpreta le formazioni, il petroleum system e il target. Il geofisico fornisce l'immagine sismica e le incertezze strutturali. Il drilling engineer progetta traiettoria, casing, fanghi, idraulica, tempi e procedure. Il reservoir engineer valuta pressioni, fluidi, produttività e impatto sul giacimento.

Il mud engineer gestisce le proprietà del fango. Il directional driller guida la traiettoria. Gli ingegneri MWD/LWD acquisiscono e trasmettono dati di fondo. Il cementing engineer progetta e realizza la cementazione. Il wellsite geologist interpreta cuttings, gas e log in tempo reale. Il company man rappresenta l'operatore sul rig. Il toolpusher gestisce le operazioni del rig. La squadra di perforazione esegue fisicamente le manovre. Gli specialisti HSE presidiano sicurezza, salute e ambiente.

La qualità di un pozzo dipende dall'integrazione tra queste competenze. Un eccellente modello geologico può fallire se la traiettoria non è perforabile. Un buon progetto di casing può essere compromesso da una cementazione scadente. Un geosteering brillante può essere inutile se il completamento non è adatto. La perforazione è un sistema, non una somma di mansioni isolate.

4.26 Schema mentale finale

Il percorso logico della perforazione può essere sintetizzato così:

1. La geologia individua un obiettivo plausibile.
2. L'ingegneria trasforma l'obiettivo in un progetto di pozzo.
3. Il rig fornisce sollevamento, rotazione, circolazione e controllo.
4. Lo scalpello frantuma o taglia la roccia.
5. Il fango pulisce, raffredda, stabilizza e controlla la pressione.
6. Il casing stabilizza e isola le sezioni già perforate.
7. Il cemento sigilla gli annuli e crea isolamento zonale.
8. Il BOP protegge dal flusso incontrollato in caso di perdita della barriera primaria.
9. MWD, LWD e geosteering misurano e correggono la traiettoria.
10. I log, i test e i dati di pozzo valutano reservoir e producibilità.
11. Il completamento trasforma il foro in un pozzo produttivo o iniettivo.
12. L'abbandono finale deve ristabilire barriere permanenti.

Concetto chiave

La perforazione petrolifera è costruzione controllata in ambiente incerto. Il suo obiettivo non è arrivare in profondità a qualunque costo, ma arrivarci mantenendo pressione, stabilità, integrità, sicurezza e valore industriale.

4.27 Mini glossario operativo

Annulus Spazio anulare tra drill string e parete del foro, oppure tra tubazioni concentriche.

BHA Bottom hole assembly, insieme di scalpello, stabilizzatori, motori, strumenti e componenti collocati nella parte bassa della batteria.

BOP Blowout preventer, sistema di chiusura e controllo del pozzo.

Casing Tubazione di rivestimento calata e cementata nel pozzo.

Cementazione Operazione di pompaggio del cemento nell'annulus per isolare e sostenere.

Drill string Colonna di perforazione formata da drill pipe, heavy weight pipe, drill collar e utensili.

Geosteering Guida geologica del pozzo in tempo reale.

Kick Ingresso indesiderato di fluido di formazione nel pozzo.

Liner Casing che non risale fino alla superficie, ma e' appeso a una tubazione precedente.

Lost circulation Perdita di fango nella formazione.

Mud cake Sottile deposito formato dal fango sulla parete permeabile del foro.

ROP Rate of penetration, velocita' di avanzamento dello scalpello.

Swab Riduzione temporanea di pressione dovuta all'estrazione della batteria.

Surge Aumento temporaneo di pressione dovuto alla discesa della batteria.

Tripping Manovra di estrazione o discesa della drill string.

Well integrity Capacita' del pozzo di contenere i fluidi e mantenere barriere efficaci lungo la sua vita.

4.28 Concetti da memorizzare

1. Un pozzo petrolifero non e' un foro, ma una struttura ingegneristica con barriere, tubazioni, cemento, fluidi e sistemi di controllo.
2. La perforazione costruisce il collegamento fisico tra superficie e reservoir, ma deve farlo mantenendo controllo di pressione e stabilita' del foro.
3. La finestra di fango e' il margine tra pressione di poro e pressione di frattura.
4. Il fango e' la barriera primaria durante la perforazione; il BOP e' una barriera meccanica secondaria.
5. Casing e cementazione servono a stabilizzare, isolare e proteggere il pozzo.
6. I pozzi orizzontali aumentano il contatto con il reservoir, ma introducono problemi di traiettoria, attrito, pulizia e completamento.
7. MWD, LWD e geosteering trasformano la perforazione in un processo guidato da dati in tempo reale.
8. Offshore e deepwater non cambiano la fisica di base, ma aumentano enormemente complessita', costo e severita' dei sistemi di sicurezza.
9. HPHT, sale, gas superficiale, stuck pipe e lost circulation sono esempi di condizioni che rendono la perforazione un'attivita' ad alta incertezza.
10. Il valore di un pozzo dipende da perforazione, valutazione, completamento, produzione e abbandono: l'intero ciclo deve essere progettato in modo coerente.

4.29 Domande di controllo

1. Perché un pozzo petrolifero non può essere considerato semplicemente un foro nel terreno?
2. Che cosa significa dire che un pozzo ha struttura telescopica?
3. Perché il fango di perforazione è una barriera primaria?
4. Che cosa rappresenta la finestra di fango?
5. Qual è la differenza tra kick e blowout?
6. Perché casing e cementazione sono fondamentali per l'integrità del pozzo?
7. Perché un pozzo orizzontale può essere più produttivo di uno verticale in certi reservoir?
8. Qual è il ruolo del geosteering?
9. Perché il deepwater è molto più complesso della perforazione onshore?
10. Perché l'abbandono del pozzo è parte dell'ingegneria del pozzo e non una semplice chiusura amministrativa?

Capitolo 5

Ingegneria di giacimento

5.1 La domanda fondamentale

Questo modulo e' uno dei passaggi centrali dell'intero corso. Nei capitoli precedenti abbiamo costruito il percorso fino al pozzo: che cosa sia il petrolio, come si generi, come migri, come si accumuli, come venga cercato e come si perfori un collegamento fisico tra superficie e sottosuolo. Ora la domanda cambia.

Una volta trovato un giacimento, quanto petrolio contiene davvero? E, soprattutto, quanto di quel petrolio puo' essere prodotto?

Queste due domande non sono equivalenti. Un reservoir puo' contenere molto olio in posto e produrne poco. Un altro puo' contenere meno olio, ma produrlo in modo piu' efficiente. La differenza dipende da porosita', permeabilita', saturazioni, pressione, viscosita', geometria, continuita' laterale, compartimentazione, tipo di energia naturale, qualita' dei pozzi e strategia di sviluppo.

L'ingegneria di giacimento e' la disciplina che studia il comportamento fisico del reservoir come sistema roccia-fluido-pressione. Il suo obiettivo e' stimare volumi in posto, portate producibili, meccanismi di spinta, fattori di recupero, riserve, declino produttivo e strategie di sviluppo.

La frase chiave e' questa: un giacimento non e' una caverna piena d'olio. E' una roccia porosa, piena di fluidi, attraversata da pressioni e resistenze al flusso.

Questa idea corregge l'immagine intuitiva sbagliata del "lago sotterraneo". Nella maggior parte dei casi convenzionali, il petrolio occupa pori microscopici o millimetrici all'interno di una roccia. Nei carbonati puo' occupare anche cavita', vug, fratture e sistemi porosi molto eterogenei. Nei reservoir non convenzionali puo' trovarsi in pori finissimi, in materia organica, in microfratture o adsorbito su superfici. In ogni caso, il problema non e' solo trovare olio: e' farlo muovere.

Concetto chiave

Il reservoir engineer non si accontenta di sapere che esiste petrolio. Deve capire quanto volume di roccia e' utile, quanta parte e' porosa, quali fluidi occupano i pori, quanto facilmente si muovono, quale pressione li spinge, quanta energia resta nel sistema e quale quota dell'olio in posto potra' diventare produzione commerciale.

5.2 Che cosa studia l'ingegneria di giacimento

L'ingegneria di giacimento, o reservoir engineering, trasforma un accumulo geologico in un sistema quantitativo. La geologia descrive origine, geometria, facies, trappola, copertura e continuita'. La petrofisica stima proprieta' di roccia e fluidi dai log, dalle carote e dai test. L'ingegneria di giacimento integra queste informazioni e cerca di prevedere il comportamento produttivo.

Le domande operative sono numerose:

- Quanto volume di roccia contiene idrocarburi?
- Quanto di questo volume e' vero reservoir e quanto e' roccia non produttiva?
- Qual e' la porosita' media e come varia nello spazio?
- Quale parte del volume poroso e' occupata da acqua, olio e gas?
- Qual e' la permeabilita' orizzontale e verticale?
- Il reservoir e' continuo o compartimentato?
- Qual e' la pressione iniziale?
- Il reservoir e' sopra o sotto la pressione di bolla?
- Quale meccanismo naturale spinge i fluidi verso i pozzi?
- Quanto olio restera' intrappolato dopo il recupero primario?
- Conviene iniettare acqua, gas, CO_2 , vapore o prodotti chimici?
- Quanti pozzi servono e dove devono essere collocati?
- Quale sara' il declino produttivo?
- Quale parte del volume in posto puo' essere classificata come riserva?

La risposta a queste domande non e' mai un numero unico perfetto. Ogni stima porta incertezza. Per questo si usano intervalli, scenari, sensibilita', probabilita' e categorie come 1P, 2P, 3P, risorse contingenti e risorse prospettiche. L'ingegneria di giacimento e' quindi una disciplina fisica, ma anche probabilistica ed economica.

5.3 Reservoir come sistema roccia-fluido

Un reservoir convenzionale contiene tre componenti principali: roccia, fluidi e pressione. La roccia fornisce lo spazio poroso e i percorsi di flusso. I fluidi occupano quello spazio:

acqua, olio, gas. La pressione fornisce l'energia che permette ai fluidi di muoversi verso i pozzi.

La AAPG descrive il sistema reservoir considerando la relazione tra roccia serbatoio, fluidi, acquifero, geometria e meccanismo di accumulo [30]. Questa impostazione è importante perché il petrolio non viene mai studiato isolato dalla roccia e dall'acqua. L'acqua è quasi sempre presente: può essere acqua connata, acqua mobile, acquifero di fondo, acquifero laterale o acqua iniettata.

In una trappola ideale, per effetto della densità, il gas tende a disporsi in alto, l'olio in posizione intermedia e l'acqua in basso. Questa è una semplificazione utile, ma non va interpretata come separazione perfettamente netta. Tra olio e acqua può esserci una zona di transizione, nella quale la saturazione d'acqua aumenta gradualmente verso il basso. Nei reservoir eterogenei, inoltre, capillarità, stratificazione, barriere locali e variazioni di permeabilità possono rendere la distribuzione molto complessa.

Il contatto gas-olio, il contatto olio-acqua e la zona di transizione sono informazioni essenziali per stimare i volumi in posto. Un errore nella profondità del contatto olio-acqua può cambiare in modo importante il volume di olio stimato. Un errore nella valutazione della zona di transizione può far sovrastimare o sottostimare il net pay.

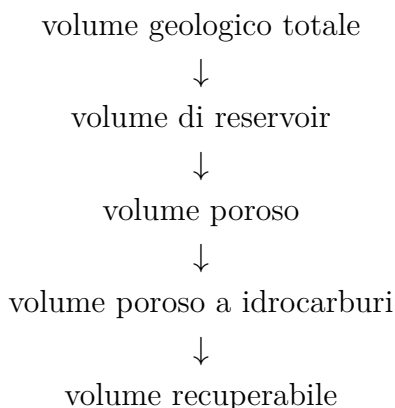
5.4 Volume lordo, volume netto e net pay

Per stimare il petrolio in posto si parte dal volume della roccia. Ma il volume geometrico della trappola non coincide con il volume produttivo. Una struttura può essere grande, ma contenere livelli argillosi, cementati, impermeabili o saturi d'acqua. L'ingegneria di giacimento deve quindi passare progressivamente dal volume geologico lordo al volume realmente produttivo.

Il **gross rock volume** è il volume totale della struttura o del corpo geologico considerato. Include tutto: reservoir buono, reservoir scadente, livelli non serbatoio, argille, intercalazioni, zone cementate e porzioni non produttive.

Il **net reservoir volume** è la parte del volume lordo che possiede caratteristiche minime da roccia serbatoio. Per definirlo si usano cut-off petrofisici, ad esempio porosità minima, permeabilità minima, volume di argilla massimo o saturazione d'acqua massima.

Il **net pay** è la parte del reservoir che contiene idrocarburi producibili in modo tecnicamente ed economicamente significativo. Non basta che una roccia sia porosa: deve contenere idrocarburi, avere saturazione favorevole, permeabilità sufficiente e possibilità di contribuire alla produzione.



Ogni passaggio riduce il numero. Questo e' un punto fondamentale: il petrolio recuperabile e' sempre molto meno del volume totale della struttura geologica. Nei comunicati non tecnici si parla spesso di "grande scoperta", ma il reservoir engineer deve chiedere: grande in che senso? Grande area? Grande spessore? Grande porosita'? Grande saturazione d'olio? Grande recovery factor? Grande valore commerciale?

Grandezza	Significato
Gross rock volume	Volume totale della struttura o del corpo geologico considerato.
Net reservoir	Porzione con qualita' minima da reservoir.
Net to gross	Rapporto tra volume netto e volume lordo.
Net pay	Porzione di reservoir contenente idrocarburi producibili.
Pore volume	Volume dei pori contenuti nel reservoir.
Hydrocarbon pore volume	Volume poroso occupato da idrocarburi.
Recoverable volume	Quota del volume in posto producibile con tecnologia, economia e piano di sviluppo.

5.5 Porosita'

La porosita' e' la frazione del volume totale della roccia occupata da vuoti. Si indica con ϕ .

$$\phi = \frac{V_p}{V_b}$$

dove V_p e' il volume dei pori e V_b e' il volume totale della roccia, spesso chiamato bulk volume.

Se una roccia ha porosita' del 20%, significa che su 100 litri di volume roccioso totale, 20 litri sono spazio poroso e 80 litri sono matrice solida. Questo non significa che i 20 litri siano tutti olio. Possono contenere acqua, olio, gas, oppure pori isolati non connessi.

La **porosita' totale** include tutti i vuoti, anche quelli isolati. La **porosita' efficace** include solo i pori collegati tra loro e quindi utili al flusso. Per la produzione conta soprattutto la porosita' efficace. Una roccia puo' avere molti micropori ma pochi collegamenti; in quel caso puo' contenere fluidi, ma produrli con difficolta'.

La porosita' puo' essere primaria o secondaria. La porosita' primaria si forma durante la deposizione della roccia, ad esempio tra granuli di sabbia. La porosita' secondaria si forma dopo, per dissoluzione, fratturazione, dolomitizzazione o altri processi diagenetici. Nei carbonati la porosita' secondaria puo' dominare e rendere il reservoir estremamente eterogeneo.

La porosita' da sola non basta a definire un buon giacimento. Una roccia con porosita' del 25% ma permeabilita' molto bassa puo' produrre male. Una roccia con porosita' modesta ma fratture ben connesse puo' produrre molto. Per questo porosita' e permeabilita' devono essere sempre lette insieme.

5.6 Permeabilita'

La permeabilita' misura la capacita' della roccia di lasciar fluire i fluidi. Se la porosita' dice quanto spazio esiste, la permeabilita' dice quanto bene quello spazio comunica. Si indica con k .

L'unita' tradizionale e' il darcy, ma nella pratica petrolifera si usa spesso il millidarcy, mD. Un darcy e' una permeabilita' molto elevata per molti reservoir; molti giacimenti convenzionali lavorano in intervalli di millidarcy o centinaia di millidarcy, mentre i reservoir stretti e non convenzionali possono avere permeabilita' estremamente piu' basse.

La permeabilita' dipende da dimensione dei pori, connessione tra pori, tortuosita', strozzature, cementazione, argillosita', fratture e direzione del flusso. Due rocce con la stessa porosita' possono avere permeabilita' molto diverse. Una sabbia ben selezionata, con granuli simili e pori collegati, puo' essere molto permeabile. Una roccia con pori piccoli, isolati o tortuosi puo' essere quasi impermeabile.

Occorre distinguere anche permeabilita' orizzontale e verticale. La permeabilita' orizzontale controlla spesso il flusso laterale verso i pozzi. La permeabilita' verticale controlla comunicazione tra strati, coning d'acqua o gas, efficienza del waterflood e drenaggio gravitativo. Un reservoir stratificato puo' avere buona permeabilita' orizzontale e bassa permeabilita' verticale.

Concetto chiave

Un reservoir non e' buono perche' ha pori. E' buono se ha pori collegati, saturazione favorevole, pressione sufficiente e fluidi abbastanza mobili. La porosita' misura capacita' di contenere; la permeabilita' misura capacita' di trasmettere.

5.7 Permeabilita' assoluta, effettiva e relativa

La permeabilita' assoluta e' la permeabilita' della roccia quando nei pori scorre un solo fluido. E' una grandezza ideale e di laboratorio, utile per caratterizzare la roccia in condizioni controllate.

Nei giacimenti reali, pero', sono presenti piu' fluidi. Acqua, olio e gas competono per lo stesso spazio poroso. Le fasi non si muovono tutte con la stessa facilita'. Una parte dell'acqua puo' restare aderente alle pareti dei pori, l'olio puo' occupare canali centrali, il gas puo' muoversi in percorsi propri. Quando piu' fluidi sono presenti, ciascuno vede una permeabilita' effettiva inferiore o diversa rispetto alla permeabilita' assoluta.

La **permeabilita' effettiva** di un fluido e' la capacita' della roccia di far fluire quel fluido in presenza degli altri. La **permeabilita' relativa** e' il rapporto tra permeabilita' effettiva e permeabilita' assoluta:

$$k_{r\alpha} = \frac{k_{\alpha}}{k}$$

dove $k_{r\alpha}$ e' la permeabilita' relativa della fase α , k_{α} e' la permeabilita' effettiva di quella fase e k e' la permeabilita' assoluta.

Questo concetto spiega molti comportamenti produttivi. Se aumenta la saturazione d'acqua, l'acqua trova piu' percorsi e la sua permeabilita' relativa cresce; l'olio trova meno percorsi e la sua permeabilita' relativa diminuisce. La roccia non e' cambiata, ma la distribuzione dei fluidi nei pori si'. Per questo un pozzo puo' produrre sempre piu' acqua e sempre meno olio anche senza variazioni della permeabilita' assoluta.

5.8 Saturazione dei fluidi

La saturazione indica quale frazione del volume poroso e' occupata da un certo fluido. Le saturazioni principali sono:

$$S_w = \text{saturazione d'acqua}$$

$$S_o = \text{saturazione d'olio}$$

$$S_g = \text{saturazione di gas}$$

La somma delle saturazioni deve essere pari a uno:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Se non c'e' gas libero:

$$S_w + S_o = 1 \quad \Rightarrow \quad S_o = 1 - S_w$$

La saturazione d'acqua iniziale, spesso indicata come acqua connata o acqua irreducibile, e' l'acqua che rimane nei pori anche nella zona a olio. Non tutta l'acqua viene espulsa quando il petrolio migra nella roccia. Una parte resta trattenuta da capillarita', bagnabilita' e geometria dei pori.

Questa acqua e' decisiva per la stima volumetrica, perche' riduce il volume poroso disponibile all'olio. Se $\phi = 0,20$ e $S_w = 0,30$, allora $S_o = 0,70$. Il volume d'olio a condizioni di reservoir, rispetto al volume roccioso totale, non e':

$$0,20$$

ma:

$$0,20 \cdot 0,70 = 0,14$$

cioe' il 14% del volume roccioso totale, prima ancora di considerare il fattore volumetrico e il fattore di recupero.

5.9 Bagnabilita' e pressione capillare

La bagnabilita' indica quale fluido tende ad aderire preferenzialmente alla superficie dei grani. Una roccia water-wet preferisce essere bagnata dall'acqua: l'acqua tende a stare lungo le pareti dei pori, mentre l'olio occupa porzioni piu' centrali. Una roccia oil-wet ha comportamento opposto o parzialmente opposto. Esistono anche casi di bagnabilita' mista.

La bagnabilita' influenza permeabilita' relativa, saturazione residua, efficienza del water-flood, risposta a surfattanti e distribuzione dell'olio nei pori. Due reservoir con porosita' e permeabilita' simili possono avere recuperi diversi se la bagnabilita' e' diversa.

La pressione capillare nasce dall'interfaccia tra fluidi immiscibili e dalla geometria dei pori. Nei pori piccoli le forze capillari sono piu' forti. Questo spiega perche' il contatto olio-acqua non e' sempre una superficie netta. Sopra il livello di acqua libera, l'acqua puo' restare presente nei pori piu' fini; si crea cosi' una zona di transizione nella quale S_w diminuisce verso l'alto e S_o aumenta.

L'effetto pratico e' che la distribuzione dei fluidi non dipende solo dalla gravita'. Dipende anche da dimensione dei pori, tensione interfacciale, bagnabilita', litologia, permeabilita' e storia di migrazione.

5.10 Pressione di giacimento

La pressione di giacimento e' l'energia interna del reservoir. Prima della produzione, il giacimento ha una pressione iniziale, indicata spesso con p_i . Durante la produzione, la

pressione vicino al pozzo diminuisce. Questa differenza di pressione e' cio' che spinge il fluido verso il pozzo.

Il principio e' semplice:

i fluidi fluiscono da pressione alta a pressione bassa

Il pozzo produce perche' la pressione del reservoir e' maggiore della pressione di fondo pozzo in flusso. Se la pressione del reservoir cala, a parita' di altre condizioni diminuisce la portata. Se cala troppo, il pozzo puo' smettere di fluire naturalmente e puo' richiedere sollevamento artificiale, iniezione d'acqua, iniezione di gas o altre strategie.

La pressione non e' uniforme durante la produzione. Intorno al pozzo si crea un drawdown, cioe' una caduta di pressione. Lontano dal pozzo la pressione puo' restare piu' vicina alla pressione media di reservoir. La forma del campo di pressione dipende da permeabilita', viscosita', geometria, barriere, portate, numero di pozzi e tipo di completamento.

5.11 Gradiente di pressione e sovrappressione

Nel sottosuolo la pressione tende ad aumentare con la profondita'. Un'acqua di formazione in equilibrio idrostatico esercita un gradiente legato alla densita' del fluido. Se la pressione del reservoir e' simile al valore idrostatico atteso, si parla di pressione normale. Se e' maggiore, si parla di sovrappressione.

La sovrappressione puo' derivare da rapido seppellimento, compattazione incompleta, generazione di idrocarburi, trasformazioni mineralogiche, tettonica, espansione termica, osmosi o barriere alla dissipazione dei fluidi. Dal punto di vista della perforazione, una zona sovrappressurizzata aumenta il rischio di kick. Dal punto di vista della produzione, una pressione elevata puo' fornire piu' energia iniziale, ma richiede completamenti, casing e sistemi di superficie adeguati.

Qui si vede il collegamento diretto con il Modulo 4. La pressione di giacimento non e' solo un dato produttivo; e' anche un dato di sicurezza. Un errore nella stima della pressione puo' portare a fango troppo leggero, kick, perdite di controllo, oppure a fango troppo pesante, fratturazione e lost circulation.

5.12 Legge di Darcy

La legge di Darcy e' la base del flusso nei mezzi porosi. In forma concettuale afferma che la portata aumenta con permeabilita', area e differenza di pressione, e diminuisce con viscosita' e lunghezza del percorso di flusso.

In forma lineare semplificata:

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta p}{L}$$

dove:

q portata volumetrica;

k permeabilit ;

A area attraversata dal flusso;

μ viscosita' del fluido;

Δp differenza di pressione;

L lunghezza del percorso di flusso.

Questa formula   potente perche' contiene le leve principali della produzione:

- se aumenta la permeabilit , aumenta la portata;
- se aumenta l'area di flusso, aumenta la portata;
- se aumenta la differenza di pressione, aumenta la portata;
- se aumenta la viscosita', diminuisce la portata;
- se aumenta la lunghezza del percorso, diminuisce la portata.

Da qui derivano molte conclusioni operative. Un olio viscoso produce peggio di un olio leggero a parita' di roccia e pressione. Un reservoir a bassa permeabilit  produce poco anche se contiene idrocarburi. Un pozzo orizzontale puo' produrre meglio perche' aumenta l'area di contatto con il reservoir. Una fratturazione idraulica puo' aumentare la produttivit  perche' crea percorsi ad alta conducibilit . Un danno vicino al pozzo puo' ridurre molto la portata perche' introduce una resistenza proprio nella zona piu' sensibile.

5.13 Flusso radiale verso il pozzo

Intorno a un pozzo verticale, il flusso viene spesso idealizzato come radiale. Il fluido converge da tutte le direzioni verso il pozzo. Lontano dal pozzo il flusso attraversa superfici cilindriche grandi; vicino al pozzo attraversa superfici cilindriche molto piu' piccole. Per la stessa portata, la velocita' vicino al pozzo   quindi maggiore.

Questa geometria spiega perche' la zona vicina al pozzo   cosi' importante. Un danno localizzato nei primi centimetri o metri di formazione puo' avere impatto enorme sulla produzione. Anche se il reservoir lontano dal pozzo   buono, il fluido deve comunque attraversare la zona danneggiata per entrare nel pozzo.

Il flusso radiale reale dipende da spessore produttivo, permeabilit , viscosita', pressione media di reservoir, pressione di fondo pozzo, raggio di drenaggio, raggio del pozzo e skin. La forma matematica completa include un termine logaritmico, ma il significato fisico   semplice: la portata cresce con permeabilit  e drawdown, e cala con viscosita' e resistenze vicino al pozzo.

5.14 Skin factor

Lo skin factor misura l'effetto della zona vicina al pozzo sulla produttività. Non è una proprietà naturale della roccia in senso stretto, ma un parametro che riassume danni o miglioramenti rispetto a un pozzo ideale.

- Skin positivo: il pozzo è danneggiato e produce meno del previsto.
- Skin nullo: il pozzo si comporta in modo idealizzato.
- Skin negativo: il pozzo è stimolato e produce meglio del caso ideale.

I danni possibili includono invasione di fango, particelle solide che ostruiscono i pori, rigonfiamento argilloso, emulsioni, precipitazioni chimiche, asfalteni, paraffine, compattazione, perforazioni inefficaci, cementazione scadente o danni da completamento.

Le stimolazioni possibili includono acidificazione, fratturazione idraulica, pulizia del pozzo, riperforazione, ottimizzazione delle perforazioni e rimozione di depositi. Un reservoir può essere buono, ma un pozzo danneggiato può farlo sembrare mediocre. Per questo i test di pozzo sono indispensabili: aiutano a distinguere tra limite del reservoir e limite del pozzo.

5.15 Indice di produttività

L'indice di produttività collega la portata alla caduta di pressione necessaria per ottenerla:

$$J = \frac{q}{p_r - p_{wf}}$$

dove:

J indice di produttività;

q portata;

p_r pressione media di reservoir;

p_{wf} pressione di fondo pozzo in flusso.

La differenza $p_r - p_{wf}$ è il drawdown. Se J è alto, il pozzo produce molta portata con poca caduta di pressione. Se J è basso, serve una grande caduta di pressione per produrre poco.

L'indice di produttività è utile per confrontare pozzi, diagnosticare danni, valutare stimolazioni e capire se il limite è nel reservoir, nel completamento o nel sistema di produzione. Se un pozzo ha bassa produttività ma il reservoir risulta buono dai log e dai test, il problema può essere near-wellbore damage. Se molti pozzi nello stesso campo mostrano bassa produttività, il limite può essere la permeabilità del reservoir o la compartimentazione.

5.16 Proprieta' dei fluidi

Il petrolio non e' tutto uguale. Per l'ingegneria di giacimento contano proprieta' che influenzano volume, mobilita', separazione gas-olio, energia del reservoir e comportamento produttivo.

Le grandezze principali includono densita' API, viscosita', pressione di bolla, gas disciolto, fattore volumetrico, compressibilita', composizione, presenza di CO_2 , presenza di H_2S , contenuto di cere, asfaltini, resine e tendenza alla formazione di emulsioni.

La viscosita' e' particolarmente importante. Un olio leggero fluisce piu' facilmente. Un olio pesante puo' muoversi lentamente anche in una roccia discreta. Per questo alcuni giacimenti di olio pesante richiedono metodi termici, come iniezione di vapore, cyclic steam stimulation o SAGD, per ridurre la viscosita' e aumentare la mobilita'.

La compressibilita' dei fluidi e della roccia influenza il comportamento di pressione. Anche se liquidi e rocce sono poco comprimibili rispetto ai gas, in un reservoir grande una piccola compressibilita' moltiplicata per grandi volumi puo' contribuire alla produzione iniziale.

5.17 Pressione di bolla

Nel reservoir l'olio puo' contenere gas disciolto. La pressione di bolla e' la pressione alla quale il gas comincia a uscire dalla soluzione.

Se la pressione del reservoir e' sopra la pressione di bolla, l'olio e' undersaturated: il gas resta disciolto nell'olio. Se la pressione scende sotto la pressione di bolla, il gas si libera e compare gas libero nei pori.

Questo passaggio modifica profondamente il comportamento del reservoir. All'inizio il gas liberato puo' fornire energia: espandendosi, aiuta a spingere l'olio. Ma se il gas diventa troppo mobile, puo' raggiungere rapidamente i pozzi. In quel caso aumenta il gas-oil ratio prodotto, diminuisce la permeabilita' relativa all'olio e il recupero puo' peggiorare.

Gestire la pressione rispetto alla pressione di bolla e' quindi una decisione strategica. In alcuni campi si cerca di mantenere la pressione sopra la pressione di bolla con iniezione d'acqua o gas. In altri si accetta la liberazione di gas per sfruttare un certo meccanismo di spinta. La scelta dipende da composizione dell'olio, geometria del reservoir, economia, infrastrutture gas e obiettivi di recupero.

5.18 Formation volume factor

Il petrolio nel reservoir non occupa lo stesso volume che occupa in superficie. In profondita' e' a pressione e temperatura elevate e contiene gas disciolto. Quando arriva in superficie, pressione e temperatura cambiano e parte del gas si separa. Per questo il volume misurato a condizioni standard e' diverso dal volume nel reservoir.

Il fattore volumetrico dell'olio, B_o , collega il volume di olio a condizioni di reservoir al

volume di olio a condizioni standard:

$$B_o = \frac{\text{volume di olio a condizioni di reservoir}}{\text{volume di olio a condizioni standard}}$$

Se $B_o = 1,25$, significa che 1 barile standard di olio in superficie corrispondeva a 1,25 barili nel reservoir. Il fattore B_o entra direttamente nella stima dell'olio originariamente in posto perché il volume poroso a idrocarburi è un volume a condizioni di reservoir, mentre le riserve e la produzione vengono spesso espresse in barili standard.

5.19 Oil originally in place

L'olio originariamente in posto, indicato come OOIP oppure STOIIP, è la quantità di olio presente inizialmente nel reservoir, espressa di solito in barili standard. Non è la quantità recuperabile. È il volume iniziale presente nella roccia, corretto per porosità, saturazione e fattore volumetrico.

La formula concettuale è:

$$\text{OOIP} = \frac{\text{volume roccia} \cdot \text{net/gross} \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_o}$$

In forma simbolica:

$$N = \frac{Ah NTG \phi (1 - S_w)}{B_o}$$

dove:

N olio originariamente in posto;

A area del giacimento;

h spessore lordo;

NTG net to gross;

ϕ porosità;

S_w saturazione d'acqua;

B_o fattore volumetrico dell'olio.

Nelle unità petrolifere anglosassoni, con A in acri e h in piedi, si usa spesso il fattore 7758, cioè il numero di barili in un acre-foot:

$$N = \frac{7758 A h \phi (1 - S_w)}{B_o}$$

Se si include esplicitamente il net to gross:

$$N = \frac{7758 A h NTG \phi (1 - S_w)}{B_o}$$

Questa formula e' volumetrica. E' particolarmente importante nelle fasi iniziali, quando il campo non ha ancora una lunga storia produttiva. Con il tempo, man mano che si raccolgono pressioni e produzioni, le stime volumetriche vengono confrontate con material balance, decline analysis e simulazione numerica.

5.20 Recovery factor

Il recovery factor, o fattore di recupero, e' la frazione dell'olio in posto che puo' essere prodotta.

$$RF = \frac{\text{olio recuperabile}}{\text{olio in posto}}$$

Quindi:

$$\text{olio recuperabile} = OOIP \cdot RF$$

Se un giacimento contiene 100 milioni di barili in posto e il recovery factor previsto e' 30%, il volume recuperabile e':

$$100 \cdot 0,30 = 30 \text{ milioni di barili}$$

Il recovery factor dipende da qualita' del reservoir, permeabilita', viscosita' dell'olio, bagnabilita', pressione iniziale, meccanismo naturale di spinta, presenza di acquifero, gas cap, schema dei pozzi, gestione della pressione, completamento, stimolazioni, EOR, costi, prezzo del petrolio e vincoli ambientali.

Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti riassume le fasi di recupero in tre livelli: recupero primario basato su pressione naturale o gravita', recupero secondario con iniezione d'acqua o gas, e recupero terziario o EOR. La stessa fonte indica ordini di grandezza tipici: circa 10% dell'olio originario con recupero primario, 20% – 40% con recupero secondario e prospettive fino a 30% – 60% o piu' con tecniche EOR in casi adatti [46].

5.21 Meccanismi naturali di spinta

Un reservoir produce perche' possiede energia. Questa energia puo' derivare da sorgenti diverse. Il meccanismo di spinta dominante influenza pressione, declino, rapporto gas-olio, produzione d'acqua, recovery factor e strategia di sviluppo.

5.21.1 Solution gas drive

Nel solution gas drive il gas disciolto nell'olio si libera quando la pressione scende sotto la pressione di bolla. Il gas si espande e contribuisce a spingere l'olio verso i pozzi. E' un meccanismo comune, ma puo' avere recuperi relativamente bassi se il gas diventa mobile rapidamente e arriva ai pozzi prima di spiazzare efficacemente l'olio.

Il segnale produttivo tipico puo' includere rapido calo di pressione, aumento del gas-oil ratio e declino significativo della portata d'olio. Una gestione non ottimale puo' dissipare energia del reservoir producendo troppo gas troppo presto.

5.21.2 Gas cap drive

Nel gas cap drive sopra la zona a olio esiste un cappello di gas libero. Quando si produce olio, il gas cap si espande e spinge l'olio verso il basso e lateralmente verso i pozzi. Questo meccanismo puo' essere efficace se il gas cap resta nel reservoir e non viene prodotto prematuramente in quantita' eccessive.

La posizione dei pozzi e' critica. Pozzi completati troppo in alto possono produrre gas precocemente; pozzi troppo in basso possono avvicinarsi all'acqua. La gestione del drawdown e della completazione condiziona la stabilita' del contatto gas-olio.

5.21.3 Water drive

Nel water drive un acquifero collegato al reservoir spinge acqua nella zona a olio man mano che l'olio viene prodotto. E' spesso un meccanismo efficiente perche' aiuta a mantenere pressione e a spiazzare l'olio verso i pozzi.

Non tutti gli acquiferi sono uguali. Un acquifero forte puo' mantenere pressione a lungo, ma puo' anche portare acqua ai pozzi. Un acquifero debole contribuisce meno. La geometria dell'acquifero, la sua estensione e la sua comunicazione con il reservoir sono fattori decisivi.

5.21.4 Rock and fluid expansion

Quando la pressione cala, la roccia e i fluidi si espandono leggermente. Questo contributo e' limitato rispetto a gas cap o water drive, ma puo' essere importante nei primi tempi o nei reservoir undersaturated sopra la pressione di bolla.

5.21.5 Gravity drainage

La gravita' favorisce la segregazione dei fluidi: il gas tende a salire, l'olio tende a stare sotto il gas e sopra l'acqua, l'acqua tende a occupare le parti basse. In reservoir spessi, inclinati o naturalmente fratturati, il drenaggio gravitativo puo' contribuire in modo significativo al recupero.

5.22 Recupero primario

Il recupero primario è la produzione ottenuta sfruttando l'energia naturale del reservoir, eventualmente aiutata da sistemi di sollevamento artificiale. All'inizio un pozzo può fluire spontaneamente se la pressione di giacimento è sufficiente a vincere le perdite di carico fino alla superficie. Col tempo, la pressione cala e può diventare necessario l'artificial lift.

I sistemi tipici di sollevamento artificiale includono pompe a cavalletto, pompe sommerse elettriche, gas lift e pompe progressive cavity. Questi sistemi non cambiano necessariamente il recovery factor del reservoir in modo radicale; permettono però di produrre fluidi quando la pressione naturale non basta più a portarli in superficie a portate economiche.

Il recupero primario non modifica profondamente il reservoir: sfrutta l'energia già presente. Per questo spesso lascia moltissimo olio nel sottosuolo. La quota non prodotta resta intrappolata per mancanza di energia, bassa permeabilità, capillarità, olio residuo, eterogeneità o viscosità elevata.

5.23 Recupero secondario

Il recupero secondario serve soprattutto a mantenere pressione e spiazzare l'olio verso i pozzi produttori. Il metodo classico è il waterflooding, cioè l'iniezione d'acqua.

pozzo iniettore → acqua → olio spiazzato → pozzo produttore

L'acqua iniettata non lava perfettamente il reservoir. Segue i percorsi più permeabili, può bypassare zone meno permeabili, può arrivare troppo presto ai produttori e può lasciare olio residuo nei pori. L'efficienza dipende da mobilità relativa acqua/olio, eterogeneità, disposizione dei pozzi, permeabilità verticale e orizzontale, saturazione residua, bagnabilità e controllo delle portate.

Lo schema di pozzi è fondamentale. Si possono usare pattern a cinque punti, line drive, periferico, iniezione crestal o basale, a seconda della geometria del campo. Il progetto deve evitare canali preferenziali e cercare di aumentare la sweep efficiency, cioè la frazione di reservoir effettivamente attraversata dal fronte di spiazzamento.

5.24 Mobility ratio

Nel waterflood è fondamentale il rapporto di mobilità. La mobilità di un fluido dipende da permeabilità relativa e viscosità:

$$\lambda = \frac{k_r}{\mu}$$

dove λ è la mobilità, k_r la permeabilità relativa e μ la viscosità.

Se l'acqua e' molto piu' mobile dell'olio, tende a correre avanti lungo i percorsi piu' facili. Questo produce fingering, canali preferenziali e breakthrough precoce: l'acqua arriva ai pozzi produttori mentre una quota importante di olio resta indietro.

Un waterflood efficiente richiede un fronte di spiazzamento il piu' possibile stabile. Se il rapporto di mobilita' e' sfavorevole, si possono usare strategie di controllo: riduzione delle portate, modifica dei pattern, polymer flooding per aumentare viscosita' dell'acqua, conformance control, chiusura di zone ad alta permeabilita' o completamenti selettivi.

5.25 Recupero terziario ed EOR

EOR significa enhanced oil recovery. Comprende tecniche che cercano di recuperare olio residuo dopo primario e secondario, oppure di migliorare le condizioni di flusso in reservoir difficili. Non e' una tecnologia unica: e' una famiglia di metodi termici, miscibili, gassosi, chimici e talvolta microbici.

5.25.1 EOR termico

L'EOR termico e' usato soprattutto per oli pesanti. Il calore riduce la viscosita' dell'olio e ne aumenta la mobilita'. Le tecniche principali includono iniezione continua di vapore, cyclic steam stimulation e SAGD, steam assisted gravity drainage.

Nel SAGD, in forma semplificata, due pozzi orizzontali sono disposti uno sopra l'altro. Il vapore viene iniettato nel pozzo superiore, scalda l'olio, ne riduce la viscosita' e l'olio drenato per gravita' viene prodotto dal pozzo inferiore. Il metodo richiede condizioni geologiche adatte e grandi quantita' di energia.

5.25.2 Gas injection e miscibilita'

L'iniezione di gas puo' usare gas naturale, azoto o CO_2 . Il gas puo' espandersi nel reservoir, mantenere pressione, gonfiare l'olio, ridurre la viscosita' o, in certe condizioni, diventare miscibile con l'olio. La miscibilita' significa che tra gas e olio non resta un'interfaccia netta; questo puo' ridurre le forze capillari e migliorare il recupero.

Il CO_2 -EOR e' una delle tecniche piu' note. Puo' aumentare il recupero e, in alcuni progetti, e' associato anche a stoccaggio geologico di CO_2 . La fattibilita' dipende da pressione, temperatura, composizione dell'olio, disponibilita' di CO_2 , infrastrutture, corrosione e controllo della mobilita' del gas.

5.25.3 EOR chimico

L'EOR chimico usa polimeri, surfattanti o alcali. I polimeri aumentano la viscosita' dell'acqua iniettata e migliorano il controllo del fronte. I surfattanti riducono la tensione interfacciale tra olio e acqua, aiutando a mobilizzare olio residuo. Gli alcali possono reagire con componenti acidi dell'olio formando tensioattivi in situ.

L'EOR chimico richiede compatibilit  con salinit , temperatura, mineralogia, argille, acqua di formazione e composizione dell'olio. Puo' essere molto efficace in condizioni adatte, ma anche molto sensibile a degradazione chimica, adsorbimento sulla roccia, costi e gestione operativa.

Concetto chiave

L'EOR e' potente ma non universale. Non si applica per principio a ogni giacimento. Deve essere compatibile con roccia, fluidi, temperatura, pressione, infrastrutture, ambiente, costi e prezzo del petrolio.

5.26 Declino produttivo

Quasi tutti i pozzi, dopo una fase iniziale, declinano. La produzione diminuisce perche' cala la pressione, cambiano le saturazioni, aumenta acqua o gas, si riduce l'energia disponibile, peggiora la mobilit  dell'olio o si accumulano danni vicino al pozzo.

La decline curve analysis usa l'andamento storico della produzione per stimare produzione futura, recupero finale e vita economica del pozzo o del campo. I modelli classici sono declino esponenziale, armonico e iperbolico.

Nel declino esponenziale:

$$q(t) = q_i e^{-Dt}$$

dove q_i e' la portata iniziale, D e' il tasso di declino e t e' il tempo.

Il declino armonico e iperbolico descrivono casi in cui il tasso di declino non resta costante, ma cambia nel tempo. I pozzi non convenzionali, come molti shale oil wells, hanno spesso declini iniziali molto ripidi: producono molto all'inizio, poi calano rapidamente. Questo richiede continua perforazione di nuovi pozzi per mantenere la produzione di campo.

La decline analysis e' empirica. Funziona meglio quando la storia produttiva e' abbastanza lunga e il regime operativo e' interpretabile. Se cambiano choking, artificial lift, workover, pozzi vicini, iniezione o vincoli di superficie, la curva puo' riflettere decisioni operative oltre che comportamento naturale del reservoir.

5.27 Material balance

Il bilancio di materia e' un metodo fondamentale dell'ingegneria di giacimento. L'idea e' che la produzione deve corrispondere a una variazione fisica dentro il reservoir: espansione dei fluidi, espansione del gas, compressibilit  della roccia, ingresso d'acqua, variazioni di saturazione o iniezione.

$$\text{cio' che produco} \leftrightarrow \text{cio' che cambia nel reservoir}$$

Il material balance usa pressioni e produzioni cumulative per stimare olio in posto, forza

dell'acquifero, energia del reservoir e coerenza del modello geologico. E' piu' robusto quando il campo ha gia' una storia produttiva significativa. Prima della produzione si usano soprattutto metodi volumetrici; dopo anni di produzione, material balance e decline analysis diventano sempre piu' importanti.

Il vantaggio del material balance e' che guarda il reservoir come sistema complessivo. Il limite e' che richiede dati affidabili di pressione media, produzione cumulativa, proprieta' PVT e meccanismo di spinta. Se il reservoir e' compartimentato, fortemente eterogeneo o mal misurato, l'interpretazione puo' essere ambigua.

5.28 Simulazione di giacimento

La simulazione numerica divide il reservoir in celle tridimensionali. Ogni cella ha proprieta': porosita', permeabilita', saturazioni, pressione, spessori, facies, compressibilita', contatti fluidi e connessioni con celle vicine. Il simulatore risolve equazioni di flusso per prevedere il comportamento nel tempo.

La simulazione serve per valutare posizione dei pozzi, scenari di produzione, waterflood, gas injection, EOR, breakthrough d'acqua, coning, compartimentazione, sensitivita' economiche, strategie di completamento e gestione della pressione.

Un modello di simulazione non e' una sfera di cristallo. E' una rappresentazione numerica del reservoir. Dipende dalla qualita' dei dati e dalle ipotesi. Per questo si fa history matching: si modifica il modello entro limiti geologicamente plausibili per riprodurre la storia produttiva osservata. Un modello che riproduce il passato non garantisce il futuro, ma aumenta la coerenza fisica delle previsioni.

Il rischio della simulazione e' l'eccesso di fiducia. Un modello complesso puo' sembrare autorevole perche' produce mappe, curve e animazioni, ma resta una costruzione. Il reservoir engineer deve chiedere sempre quali dati vincolano il modello, quali parametri sono incerti, quali soluzioni alternative esistono e quali decisioni cambiano davvero al variare dello scenario.

5.29 Riserve

Le riserve non sono tutto il petrolio che esiste nel sottosuolo. Sono la parte stimata commercialmente recuperabile da accumuli noti, con tecnologia, condizioni economiche, accesso, infrastrutture, autorizzazioni e piani di sviluppo definiti. La classificazione PRMS distingue risorse e riserve proprio in base a maturita' del progetto, commercialita' e incertezza [49].

Le distinzioni fondamentali sono:

olio in posto $\neq$ riserve

risorse $\neq$ riserve

recuperabile tecnico $\neq$ recuperabile commerciale

Un accumulo puo' contenere molto petrolio ma avere poche riserve se il reservoir e' difficile, l'olio e' pesante, l'area e' remota, mancano infrastrutture, il prezzo e' basso, il quadro fiscale e' sfavorevole o le autorizzazioni sono incerte.

Le categorie comuni sono:

- 1P: riserve provate;
- 2P: riserve provate piu' probabili;
- 3P: riserve provate piu' probabili piu' possibili.

In generale, 1P e' la stima piu' conservativa, 2P e' spesso usata come stima centrale di progetto, 3P rappresenta uno scenario piu' ottimistico. Queste categorie non sono semplici etichette: influenzano valutazioni economiche, bilanci societari, investimenti, finanziamenti, decisioni di sviluppo e percezione del rischio.

5.30 Differenza tra EUR e riserve

EUR significa estimated ultimate recovery, cioe' recupero finale stimato. E' la quantita' totale che si prevede sara' prodotta durante la vita del pozzo o del campo.

Le riserve, invece, sono la parte futura commercialmente recuperabile da un certo momento in poi. Se un campo produrra' in totale 100 milioni di barili e ne ha gia' prodotti 30, allora:

$$EUR = 100 \text{ milioni di barili}$$

$$\text{produzione cumulativa} = 30 \text{ milioni di barili}$$

$$\text{riserve residue} = 70 \text{ milioni di barili}$$

Questo esempio e' semplificato per chiarire la logica. Nella pratica le riserve residue possono cambiare se cambiano prezzo, costi, tecnologia, impianti, dati di produzione, iniezione, vincoli ambientali o piano di sviluppo. Le riserve sono quindi una stima tecnica ed economica aggiornata nel tempo, non un numero immobile.

5.31 Esempio numerico di stima volumetrica

Supponiamo un reservoir con:

- $A = 1000$ acri;

- $h = 50$ ft;
- $\phi = 0,20$;
- $S_w = 0,25$;
- $B_o = 1,25$.

Usiamo la formula:

$$N = \frac{7758 A h \phi (1 - S_w)}{B_o}$$

Sostituendo:

$$N = \frac{7758 \cdot 1000 \cdot 50 \cdot 0,20 \cdot 0,75}{1,25}$$

Prima calcoliamo il volume poroso occupato da olio a condizioni di reservoir:

$$1000 \cdot 50 \cdot 0,20 \cdot 0,75 = 7500$$

Questo valore rappresenta acre-ft equivalenti di olio a condizioni di reservoir.

Poi:

$$7758 \cdot 7500 = 58\,185\,000$$

Dividendo per B_o :

$$N = \frac{58\,185\,000}{1,25} = 46\,548\,000$$

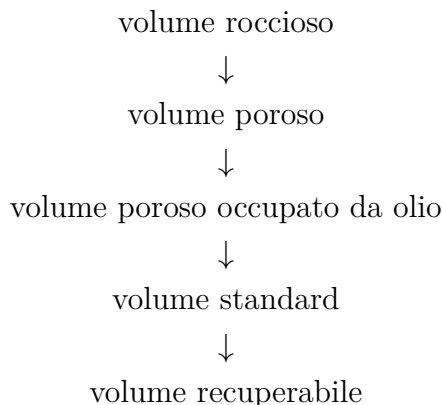
L'olio originariamente in posto e' quindi circa:

$$46,5 \text{ milioni di barili standard}$$

Se il recovery factor previsto e' 30%:

$$\text{olio recuperabile} = 46,5 \cdot 0,30 = 13,95 \text{ milioni di barili}$$

La sequenza logica e':



5.32 Collegamento tra Modulo 4 e Modulo 5

La perforazione costruisce il pozzo; l'ingegneria di giacimento spiega che cosa il pozzo può produrre e come. Le due discipline sono inseparabili.

La pressione di giacimento condiziona la finestra di fango e il rischio di kick. La permeabilità condiziona produttività e test di formazione. La saturazione d'acqua influenza il valore del net pay. La viscosità dell'olio determina drawdown, artificial lift e possibilità di EOR. La posizione del pozzo rispetto a gas cap e acquifero influenza gas coning e water coning. La qualità della cementazione e delle perforazioni influenza skin e produttività.

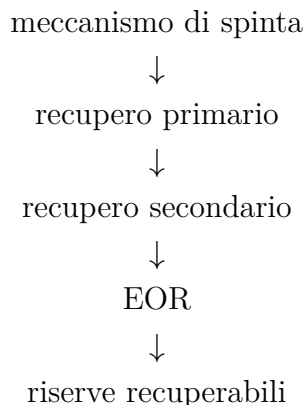
Un pozzo può essere perforato perfettamente ma produrre male se il reservoir è povero. Un reservoir eccellente può sembrare mediocre se il pozzo è danneggiato. Per questo sviluppo di campo, drilling, completamento, produzione e reservoir engineering devono lavorare insieme.

5.33 Schema mentale finale

Il giacimento è una combinazione di spazio, fluidi ed energia. La porosità dice quanto può contenere. La permeabilità dice quanto può trasmettere. La saturazione dice che cosa occupa i pori. La pressione dice quanta energia è disponibile. La viscosità dice quanto il fluido resiste al movimento. Darcy collega pressione, permeabilità, viscosità e portata. Il recovery factor dice quanta parte dell'olio in posto può diventare produzione reale.

roccia serbatoio $\rightarrow$ porosità $\rightarrow$ volume poroso $\rightarrow$ saturazione d'olio $\rightarrow$ olio in posto

pressione $\rightarrow$ permeabilità $\rightarrow$ viscosità $\rightarrow$ portata producibile



5.34 Mini glossario

Porosita' Frazione del volume roccioso occupata da pori.

Porosita' efficace Porosita' collegata e utile al flusso.

Permeabilita' Capacita' della roccia di trasmettere fluidi.

Permeabilita' relativa Rapporto tra permeabilita' effettiva di una fase e permeabilita' assoluta.

Saturazione Frazione del volume poroso occupata da un fluido.

Pressione di giacimento Pressione interna del reservoir, cioe' energia disponibile per il flusso.

Darcy Legge base del flusso nei mezzi porosi e anche unita' tradizionale di permeabilita'.

Skin Danno o miglioramento della zona vicina al pozzo.

Indice di produttivita' Portata prodotta per unita' di caduta di pressione.

OOIP/STOIIP Olio originariamente in posto.

B_o Fattore volumetrico dell'olio.

Recovery factor Frazione dell'olio in posto producibile.

Water drive Meccanismo di spinta da acquifero.

Gas cap drive Meccanismo di spinta da cappello di gas.

Waterflooding Recupero secondario tramite iniezione d'acqua.

EOR Enhanced oil recovery, recupero migliorato o terziario.

Decline curve Analisi del declino produttivo nel tempo.

Material balance Metodo che collega produzione cumulativa, pressione e variazioni fisiche nel reservoir.

EUR Recupero finale stimato.

Riserve Quantita' commercialmente recuperabili da accumuli noti secondo condizioni tecniche, economiche e progettuali definite.

5.35 Concetti da memorizzare

1. Un giacimento non e' un vuoto pieno di petrolio, ma una roccia porosa contenente fluidi.
2. La porosita' misura la capacita' di contenere; la permeabilita' misura la capacita' di trasmettere.
3. La saturazione d'acqua riduce il volume poroso disponibile all'olio.
4. La bagnabilita' e la pressione capillare influenzano distribuzione dei fluidi e recupero.
5. La pressione di giacimento e' l'energia che permette il flusso verso i pozzi.
6. La legge di Darcy collega portata, permeabilita', area, pressione, viscosita' e distanza di flusso.
7. Lo skin puo' far produrre male un buon reservoir o migliorare un pozzo stimolato.
8. L'OOIP indica olio in posto, non olio recuperabile.
9. Il recovery factor trasforma l'olio in posto in volume recuperabile.
10. Recupero primario, secondario ed EOR rappresentano livelli diversi di gestione dell'energia e della mobilita' dei fluidi.
11. Le riserve sono volumi commercialmente recuperabili, non semplicemente volumi presenti nel sottosuolo.
12. EUR e riserve non sono la stessa cosa: l'EUR e' il recupero finale stimato, le riserve residue sono cio' che resta da produrre commercialmente.

5.36 Domande di controllo

1. Perche' e' sbagliato immaginare un giacimento come una caverna piena d'olio?
2. Che differenza c'e' tra porosita' totale e porosita' efficace?
3. Perche' una roccia molto porosa puo' produrre male?
4. Che cosa indica la saturazione d'acqua?
5. Perche' la pressione di bolla e' importante nella gestione di un reservoir a olio?
6. Quali grandezze compaiono nella legge di Darcy e che effetto hanno sulla portata?
7. Che cosa significa skin positivo?
8. Perche' OOIP e riserve non coincidono?

9. Qual e' la differenza tra recupero primario, secondario ed EOR?
10. Perche' un waterflood puo' lasciare molto olio nel reservoir?
11. Che cosa misura il recovery factor?
12. Che differenza c'e' tra EUR e riserve residue?

Capitolo 6

Produzione petrolifera

6.1 Dal giacimento alla produzione controllata

Con la produzione petrolifera entriamo nella fase in cui il petrolio non e' piu' soltanto presente nel giacimento, ma deve essere portato in superficie, separato, misurato, trattato, trasportato e mantenuto in flusso nel tempo.

Nel Modulo 5 abbiamo studiato il reservoir come sistema fisico: porosita', permeabilita', saturazioni, pressione, legge di Darcy, meccanismi di spinta, fattore di recupero e declino produttivo. Ora guardiamo che cosa accade quando quel sistema viene collegato alla superficie attraverso un pozzo completato.

La produzione petrolifera e' l'insieme delle tecniche, degli impianti, dei controlli e delle decisioni operative che trasformano un reservoir in portate controllate di olio, gas e acqua.

La produzione non e' una fase passiva. Un giacimento in produzione cambia continuamente: cala la pressione, varia il rapporto gas-olio, aumenta spesso l'acqua, possono comparire sabbia, corrosione, cere, asfalteni, incrostazioni, idrati, emulsioni, problemi di sollevamento, restrizioni nel tubing e necessita' di intervento.

Concetto chiave

Produrre petrolio significa gestire nel tempo un sistema dinamico fatto di reservoir, pozzo, fluidi, impianti di superficie, vincoli di sicurezza, vincoli ambientali e vincoli economici. La domanda non e' solo "quanto produce oggi?", ma "come produrre oggi senza compromettere domani?".

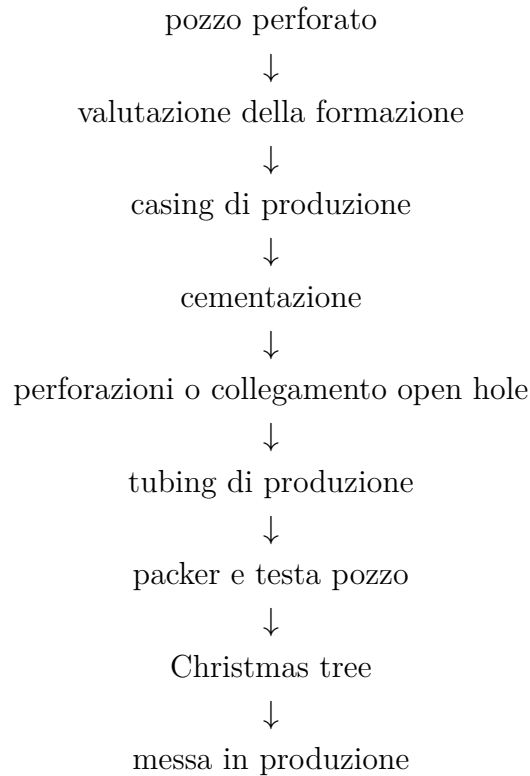
6.2 Dalla perforazione alla produzione

Dopo aver perforato un pozzo, bisogna decidere se completarlo, testarlo, sospenderlo o abbandonarlo. La perforazione crea il foro e raggiunge l'obiettivo geologico; il completamento trasforma quel foro in un collegamento produttivo tra reservoir e superficie.

OSHA descrive chiaramente questa transizione: raggiunta la profondita' prevista, la

formazione viene testata e valutata; se il pozzo viene completato per produzione, il casing di produzione viene installato e cementato, il drilling rig viene rimosso, un service rig puo' intervenire per perforare il casing e installare il tubing, quindi viene installata la Christmas tree e la produzione puo' iniziare [36].

Il passaggio concettuale e':



Il completamento e' progettato in base al tipo di reservoir, al fluido prodotto, alla pressione, alla temperatura, alla presenza di sabbia, alla traiettoria del pozzo, alla strategia produttiva e alla possibilita' di interventi futuri. Non esiste un completamento universale. Un pozzo verticale convenzionale in arenaria ad alta permeabilita' puo' richiedere una configurazione relativamente semplice. Un pozzo orizzontale in shale puo' richiedere completamento multistadio con fratturazione idraulica. Un pozzo in sabbia non consolidata puo' richiedere controllo sabbia. Un pozzo offshore profondo puo' includere sensori permanenti, valvole di sicurezza e sistemi subsea complessi.

6.3 Che cosa significa completare un pozzo

Il completamento, o completion, e' l'insieme delle attrezzature e delle operazioni che rendono il pozzo capace di produrre o iniettare in modo controllato. Un pozzo completato deve soddisfare quattro funzioni fondamentali.

Prima: deve consentire al fluido di entrare dal reservoir nel pozzo. Questo puo' avvenire attraverso perforazioni nel casing cementato, attraverso un foro aperto stabile, attraverso screen, liner fessurati o sistemi di controllo sabbia.

Seconda: deve portare il fluido verso la superficie attraverso un condotto adatto. Nor-

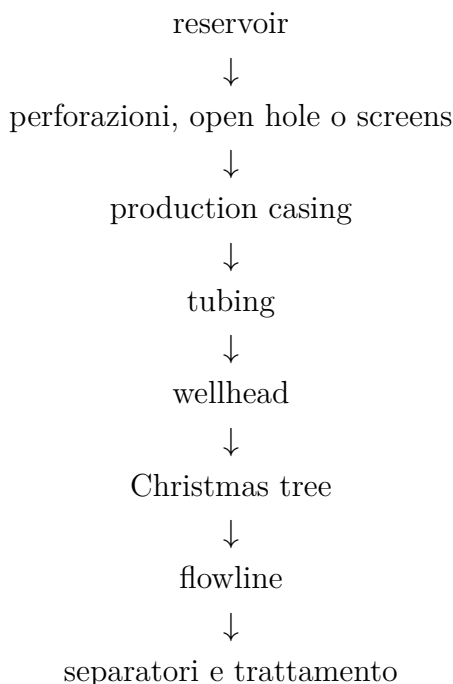
malmente questo condotto e' il tubing, non il casing. Il tubing e' dimensionato per la portata, per le perdite di carico, per i sistemi artificial lift e per gli interventi futuri.

Terza: deve isolare zone che non devono comunicare tra loro. Un completamento deve impedire comunicazioni indesiderate tra intervalli produttivi, zone acquifere, gas cap, annuli e superficie. Questo isolamento dipende da cementazione, packer, bridge plug, valvole e integrita' meccanica.

Quarta: deve permettere controllo, chiusura, monitoraggio e manutenzione. Un pozzo produttivo deve poter essere aperto, chiuso, regolato, misurato, messo in sicurezza e, quando necessario, riparato.

6.4 Componenti principali del pozzo in produzione

Un pozzo produttivo puo' essere letto come una catena che collega reservoir, completamento, tubazioni, testa pozzo e impianti di superficie.



Il reservoir fornisce i fluidi. Le perforazioni o il tratto open hole collegano reservoir e pozzo. Il production casing e' la struttura esterna cementata. Il tubing e' il condotto interno di produzione. Il packer isola l'annulus tra tubing e casing. La testa pozzo sostiene e sigilla le tubazioni. La Christmas tree controlla il flusso. Le flowlines trasportano la produzione verso separatori e impianti.

La distinzione tra casing e tubing e' essenziale. Il casing e' cementato e fa parte dell'integrita' strutturale del pozzo. Il tubing e' rimovibile e costituisce il condotto operativo principale. Produrre attraverso tubing consente maggiore controllo, protegge il casing, permette l'uso di packer, valvole, gas lift mandrels, sensori e pompe.

6.5 Production tubing

Il tubing e' il tubo interno attraverso cui normalmente risalgono i fluidi prodotti. A differenza del casing cementato, il tubing puo' essere rimosso e sostituito. Questa rimovibilita' e' importante per la vita del pozzo: corrosione, incrostazioni, danneggiamenti, cambio di strategia produttiva o installazione di artificial lift possono richiedere interventi sul tubing.

Il diametro del tubing influenza la produzione. Un tubing troppo piccolo genera elevate perdite di carico e puo' limitare la portata. Un tubing troppo grande puo' causare velocita' troppo basse, difficolta' nel trasporto dei liquidi da parte del gas, accumulo di liquidi, instabilita' di flusso o scarsa efficienza di sollevamento.

La scelta del tubing dipende da profondita', pressione, temperatura, portata prevista, viscosita' dell'olio, frazione di gas, produzione d'acqua, corrosivita' dei fluidi, presenza di sabbia, tipo di artificial lift e possibilita' di interventi futuri.

In un pozzo a olio leggero ad alta pressione, il tubing puo' essere dimensionato per portate elevate e controllo del drawdown. In un pozzo maturo con molta acqua, puo' essere necessario considerare artificial lift e corrosione. In un pozzo a gas maturo, il problema puo' essere mantenere velocita' sufficienti a sollevare liquidi ed evitare liquid loading.

6.6 Packer e annulus

Il packer e' un elemento di isolamento installato tra tubing e casing. Sigilla l'annulus, cioe' lo spazio anulare tra il tubing e il casing. La sua funzione e' fondamentale per controllare il percorso dei fluidi e proteggere l'integrita' del pozzo.

Il packer impedisce ai fluidi di risalire nell'annulus in modo incontrollato, protegge il casing da pressione e corrosione, indirizza la produzione nel tubing e consente configurazioni specifiche di produzione o iniezione. In molti pozzi, dopo il setting del packer, il flusso produttivo principale deve passare attraverso il tubing.

Il packer divide il pozzo in due domini:

- dentro il tubing si concentra il flusso produttivo principale;
- nell'annulus tubing-casing resta un volume isolato, monitorato o usato per funzioni specifiche.

In alcuni pozzi gas lift, l'annulus viene usato per iniettare gas che poi entra nel tubing attraverso valvole dedicate. In altri casi l'annulus e' monitorato come spazio di barriera. Una variazione anomala di pressione nell'annulus puo' indicare perdita del tubing, perdita del packer, comunicazione indesiderata o problema di integrita'.

6.7 Perforazioni del casing

Se il reservoir e' dietro casing cementato, bisogna creare canali attraverso acciaio, cemento e una piccola porzione di formazione. Questi canali sono le perforazioni. Le perforazioni permettono al fluido di passare dalla roccia serbatoio al pozzo:

roccia serbatoio $\rightarrow$ perforazione $\rightarrow$ pozzo

Le perforazioni non sono semplici buchi. La loro efficacia dipende da densita' di perforazione, fase, penetrazione, diametro, orientazione rispetto agli stress, pulizia, danno alla formazione e qualita' della cementazione. Una perforazione puo' essere geometricamente presente ma idraulicamente inefficiente.

I parametri principali sono:

- **shot density**: numero di perforazioni per unita' di lunghezza;
- **phasing**: angolo tra perforazioni successive intorno al casing;
- **penetration**: profondita' del canale nella formazione;
- **entry hole**: diametro del foro nel casing;
- **crushed zone**: zona danneggiata intorno al tunnel di perforazione.

Una perforazione puo' ridurre produttivita' se non attraversa bene il cemento, se comunica con una zona non desiderata, se produce sabbia, se resta piena di detriti o se crea troppo danno nella formazione. Nei pozzi orizzontali non convenzionali, le perforazioni sono spesso organizzate in stadi e collegate alla fratturazione idraulica. Nei pozzi convenzionali, servono soprattutto a mettere in comunicazione reservoir e tubing.

6.8 Open hole completion

Non tutti i pozzi sono completati con casing cementato e perforazioni. In alcuni casi, il tratto produttivo resta a foro aperto, cioe' senza casing cementato nel reservoir. Questo approccio puo' ridurre danni e costi, e puo' offrire un contatto piu' diretto tra formazione e pozzo.

Il completamento open hole richiede pero' una formazione stabile. Se la roccia tende a crollare, a produrre sabbia o a deformarsi, il foro aperto puo' diventare rischioso. In questi casi si usano soluzioni intermedie: liner fessurati, screen, gravel pack, expandable screens o completamenti con controllo sabbia.

La scelta tra cased hole e open hole dipende da stabilita' meccanica, controllo selettivo degli intervalli, rischio di acqua o gas, necessita' di stimolazione, possibilita' di isolamento futuro e strategia di gestione del reservoir. Il cased hole offre piu' controllo selettivo; l'open hole puo' offrire minore danno e maggiore area esposta, ma meno capacita' di isolare zone specifiche.

6.9 Controllo sabbia

Alcuni reservoir, soprattutto sabbie poco consolidate, possono produrre granuli solidi insieme ai fluidi. La produzione di sabbia e' un problema serio per pozzo, impianti e sicurezza.

La sabbia puo' erodere tubing, choke, valvole e flowlines, riempire il pozzo, danneggiare pompe, intasare separatori, ridurre produttivita' e creare rischi di integrita'. Nei sistemi ad alta velocita', pochi solidi possono causare erosione significativa in curve, restrizioni e cambi di direzione.

Il principio fisico e' che la forza di trascinamento del fluido puo' superare la resistenza meccanica della formazione. Se il drawdown e' troppo elevato o se la roccia e' debole, i grani possono distaccarsi. Per questo il controllo sabbia non e' solo un tema di attrezzature, ma anche di gestione della portata.

Le tecniche principali includono:

- screen;
- gravel pack;
- frac pack;
- controllo del drawdown;
- limitazione della portata;
- resine consolidanti;
- sand management con separazione e monitoraggio.

Nel gravel pack, uno strato di ghiaia selezionata crea un filtro tra formazione e screen. Nel frac pack, si combina fratturazione e controllo sabbia. In alcuni campi si sceglie invece di tollerare una certa produzione di sabbia e gestirla a valle con monitoraggio, separatori e strategie operative.

6.10 Christmas tree

La Christmas tree e' l'insieme di valvole, raccordi, misuratori e connessioni installato sopra la testa pozzo per controllare la produzione. Il nome deriva dalla forma ramificata dell'attrezzatura.

Le funzioni principali sono:

- aprire e chiudere il pozzo;
- regolare il flusso;
- collegare il pozzo alla flowline;
- permettere interventi;

- monitorare pressioni;
- fornire barriere di sicurezza.

Una Christmas tree puo' essere di superficie, come nei pozzi onshore o su piattaforma, oppure subsea, installata sul fondale nei sistemi offshore profondi. Una subsea tree deve funzionare in ambiente remoto, con controllo idraulico, elettrico o elettroidraulico, e deve essere progettata per interventi tramite ROV o sistemi dedicati.

Elementi tipici sono master valve, wing valve, swab valve, choke, pressure gauges e connessioni per intervento. Le valvole non hanno tutte la stessa funzione. La master valve e' una barriera primaria di chiusura. La wing valve controlla il flusso verso la flowline. La swab valve consente accesso verticale per interventi. Il choke regola portata e pressione.

6.11 Choke e controllo della portata

Il choke e' una restrizione controllata al flusso. Serve a regolare la produzione del pozzo e a gestire il drawdown. Riducendo l'apertura del choke, si aumenta la restrizione, si riduce la portata e si modificano le pressioni. Aprendolo, si aumenta la portata, ma si possono aumentare anche rischi e problemi.

Aprire troppo il choke puo' causare:

- drawdown eccessivo;
- produzione di sabbia;
- water coning;
- gas coning;
- erosione;
- instabilita' di flusso;
- rapida caduta di pressione nel reservoir;
- peggioramento del recupero finale.

Il controllo della portata non e' solo una decisione commerciale. E' anche una decisione di reservoir management e di integrita' del pozzo. Produrre rapidamente puo' aumentare ricavi immediati, ma danneggiare il pozzo o ridurre il recupero nel lungo periodo. Un production engineer deve quindi bilanciare portata istantanea, pressione, vincoli impiantistici, sabbia, acqua, gas e obiettivi di campo.

6.12 Messa in produzione

Quando un pozzo viene avviato, passa da una condizione statica a una condizione di flusso. Questa fase e' delicata perche' cambiano le pressioni nel pozzo e nel reservoir. OSHA descrive lo starting production flow come una fase in cui il pozzo puo' essere lavato,

il packer viene settato e, se il pozzo non fluisce naturalmente, possono essere necessari unloading, stimolazione o artificial lift [36].

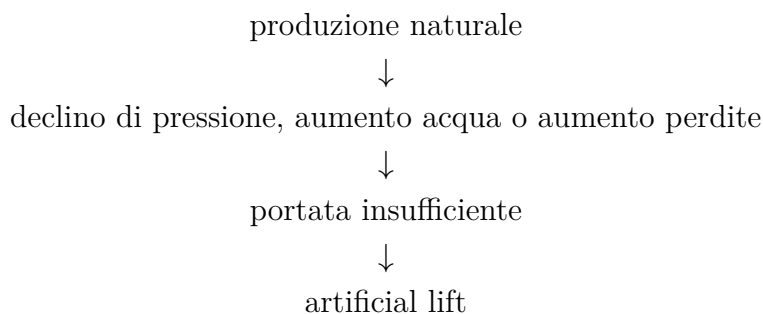
Nel pozzo puo' essere presente una colonna di fluido pesante, come brina o fluido di completamento. Questa colonna esercita pressione sul reservoir. Se la pressione idrostatica della colonna e' troppo elevata, il reservoir non riesce a far partire il flusso. Bisogna allora alleggerire la colonna, swabbare, iniettare gas, stimolare o installare un sistema artificial lift.

L'avviamento deve essere controllato. Cambiare rapidamente pressioni e portate puo' danneggiare la formazione, mobilitare sabbia, creare instabilita', generare slugging o portare a condizioni non previste in superficie. Per questo la messa in produzione viene eseguita monitorando pressione testa pozzo, pressione di fondo, portata, fluidi prodotti, gas e acqua.

6.13 Pozzo eruttivo e pozzo assistito

Un pozzo e' eruttivo se la pressione del reservoir e' sufficiente a spingere i fluidi fino alla superficie con una portata utile. In questo caso il pozzo fluisce naturalmente. Questa condizione e' comune nei primi tempi di alcuni giacimenti ad alta pressione, ma non dura necessariamente per tutta la vita del pozzo.

Col tempo, la pressione del reservoir cala, aumenta spesso la frazione d'acqua, cambiano le perdite di carico, puo' aumentare la produzione di gas e il pozzo puo' non avere piu' energia sufficiente per sollevare i fluidi. Quando la portata naturale diventa insufficiente, si ricorre all'artificial lift.



L'artificial lift non crea petrolio. Riduce la pressione richiesta al fondo pozzo, trasferisce energia ai fluidi o alleggerisce la colonna, permettendo al reservoir di continuare a produrre.

6.14 Artificial lift

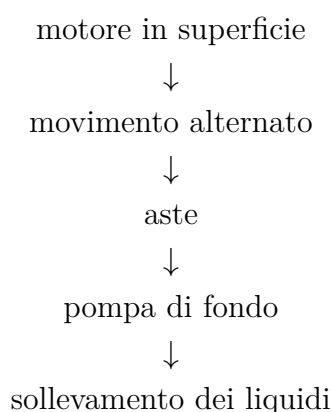
Artificial lift e' l'insieme dei metodi usati per portare i fluidi in superficie quando l'energia naturale del reservoir non basta o non e' piu' sufficiente. La scelta del metodo dipende da profondita', portata, viscosita', gas, sabbia, deviazione del pozzo, temperatura, disponibilita' di energia, costi, manutenzione e ambiente operativo.

Sistema	Campo di applicazione tipico
Rod pump	Pozzi onshore, portate moderate, campi maturi, configurazioni relativamente semplici.
ESP	Alte portate di liquidi, pozzi con molta acqua, campi dove serve grande capacita' di sollevamento.
Gas lift	Pozzi deviati, offshore, sistemi con disponibilita' di gas compresso, buona flessibilita' operativa.
PCP	Oli viscosi, fluidi con solidi moderati, alcune applicazioni di olio pesante.
Plunger lift	Pozzi a gas maturi con liquid loading.
Hydraulic pumping	Situazioni specifiche in cui si usa fluido pressurizzato per azionare pompa di fondo.

Il metodo migliore non e' quello tecnicamente piu' sofisticato, ma quello piu' adatto al pozzo e al campo. Una ESP puo' essere eccellente per alte portate ma costosa da sostituire. Una rod pump puo' essere semplice e robusta, ma inadatta a pozzi molto deviati. Il gas lift puo' essere ideale offshore, ma richiede compressione e gas disponibile.

6.15 Rod pump

La rod pump, spesso associata al classico pumpjack, e' un sistema a cavalletto molto diffuso nei campi onshore. Un motore in superficie muove un bilanciere; il movimento alternato viene trasmesso a una colonna di aste; le aste azionano una pompa a fondo pozzo.



La rod pump e' adatta a portate moderate, pozzi relativamente semplici e campi maturi. E' robusta, ben conosciuta e riparabile. Ha pero' limiti nei pozzi molto deviati, nelle alte portate, con molto gas libero, sabbia o problemi di usura delle aste. Nei pozzi deviati, il contatto tra aste e tubing puo' generare attrito e usura.

6.16 Electric submersible pump

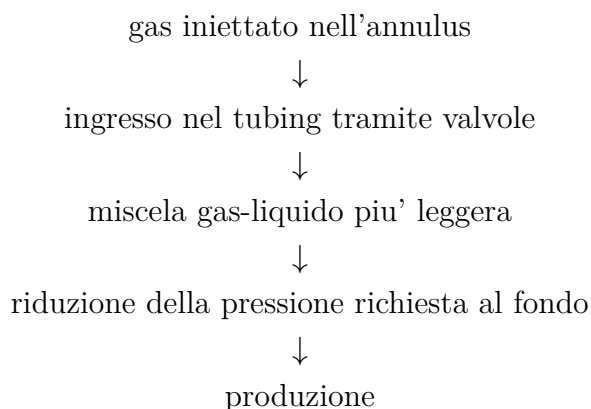
La ESP, electric submersible pump, e' una pompa elettrica sommersa installata nel pozzo. E' molto usata per alte portate di liquidi. Il sistema comprende motore elettrico, protector, pompa centrifuga multistadio, cavo elettrico, sensori e quadro di controllo.

La pompa trasferisce energia al fluido e lo solleva verso la superficie. E' particolarmente utile in campi con grande produzione di acqua o elevati volumi di liquido. Puo' raggiungere portate molto superiori a quelle tipiche di una rod pump.

I limiti principali sono sensibilita' a gas libero, sabbia, alte temperature, problemi elettrici e costo degli interventi in caso di guasto. In un pozzo offshore o profondo, sostituire una ESP puo' essere un'operazione costosa. Per questo la progettazione deve considerare affidabilita', raffreddamento del motore, separazione gas, velocita' del fluido e compatibilita' con i solidi.

6.17 Gas lift

Il gas lift consiste nell'iniettare gas nel tubing per alleggerire la colonna di fluido. Una colonna gas-liquido meno densa richiede minore pressione di fondo per essere sollevata. Il reservoir riesce quindi a produrre con un drawdown piu' gestibile.



Il gas lift e' molto usato offshore e nei pozzi deviati perche' non richiede una pompa meccanica complessa a fondo pozzo. Richiede pero' gas compresso, compressori, mandrini e valvole gas lift.

Il gas lift deve essere ottimizzato. Troppo poco gas non alleggerisce abbastanza la colonna. Troppo gas puo' aumentare perdite di carico per attrito e ridurre efficienza. Esiste quindi una portata di gas ottimale, legata alla curva prestazionale del pozzo e del sistema.

6.18 Progressive cavity pump

La progressive cavity pump, PCP, usa un rotore elicoidale che ruota dentro uno statore elastomerico. Il movimento crea cavita' progressive che spingono il fluido verso l'alto.

Questo sistema e' utile con oli viscosi e fluidi contenenti solidi moderati.

La PCP e' usata in diversi campi di olio pesante perche' gestisce meglio viscosita' elevate rispetto a pompe centrifughe. Tuttavia gli elastomeri possono soffrire alte temperature, gas, solventi, aromatici e incompatibilita' chimiche. Anche la produzione di sabbia puo' essere un problema se supera la tolleranza del sistema.

6.19 Plunger lift

Il plunger lift e' spesso usato nei pozzi a gas con accumulo di liquidi. Un pistone mobile percorre il tubing e aiuta a portare in superficie liquidi che altrimenti soffocherebbero il pozzo. Il problema da risolvere e' il liquid loading: il gas non ha piu' velocita' sufficiente per trascinare acqua o condensati fino alla superficie.

Il plunger lift e' relativamente semplice ed efficiente in contesti specifici, soprattutto gas wells maturi. Funziona bene quando il pozzo conserva energia sufficiente per muovere il plunger e i liquidi accumulati, ma non abbastanza per produrre stabilmente senza assistenza.

6.20 Separazione in superficie

Quando i fluidi arrivano in superficie, raramente arriva solo olio. Arriva una miscela multifase:

- olio;
- gas;
- acqua;
- solidi;
- eventuali chimici;
- prodotti di corrosione o incrostazione.

Questa miscela deve essere separata, misurata e trattata. Il separatore e' una delle apparecchiature fondamentali della produzione. Puo' essere bifase, se separa gas da liquidi, oppure trifase, se separa gas, olio e acqua.

La separazione sfrutta differenze di densita', gravita', tempo di residenza, coalescenza e controllo della pressione. Il gas tende verso l'alto, l'acqua verso il basso, l'olio resta in posizione intermedia.



Il gas puo' essere venduto, usato come fuel gas, reiniettato, trattato o inviato a torcia nei casi consentiti. L'olio viene stabilizzato e mandato a stoccaggio o pipeline. L'acqua prodotta deve essere trattata, reiniettata o smaltita secondo normativa.

6.21 Separazione a stadi

Spesso la separazione non avviene in un solo passaggio. Si usano piu' stadi a pressioni decrescenti. Questo permette di controllare meglio il rilascio del gas disciolto e stabilizzare l'olio.



Se la pressione viene ridotta troppo bruscamente, possono comparire schiume, emulsioni, trascinamento di liquidi nel gas, perdita di componenti leggeri e instabilita' operativa. La separazione e' quindi anche una questione termodinamica, non solo meccanica.

6.22 Trattamento dell'olio

L'olio prodotto deve rispettare specifiche per trasporto, vendita e raffinazione. Non puo' contenere troppa acqua, troppi sedimenti, troppo sale o quantita' problematiche di gas. Il trattamento serve a portare il greggio entro limiti accettabili.

I trattamenti comuni includono:

- disidratazione;

- desalting;
- stabilizzazione;
- riscaldamento;
- demulsificanti;
- filtrazione;
- misura fiscale.

L'acqua nell'olio aumenta volumi inutili, porta sali, favorisce corrosione e riduce qualità commerciale. I sali possono generare corrosione e depositi nelle raffinerie. Il gas residuo può creare problemi di sicurezza, pressione di vapore e stabilità durante trasporto e stoccaggio.

6.23 Acqua prodotta

L'acqua prodotta è uno dei grandi temi pratici della produzione. Molti campi maturi producono più acqua che olio. Il water cut, cioè la frazione d'acqua nei liquidi prodotti, tende spesso ad aumentare nel tempo.

$$\text{water cut} = \frac{\text{acqua prodotta}}{\text{olio prodotto} + \text{acqua prodotta}}$$

Se un pozzo produce 900 barili/giorno di acqua e 100 barili/giorno di olio:

$$\text{water cut} = \frac{900}{900 + 100} = 0,90 = 90\%$$

L'acqua prodotta può contenere sali, idrocarburi dispersi, solidi, metalli, H_2S , CO_2 , additivi chimici e batteri. Deve essere gestita. Può essere reiniettata nel reservoir, usata per waterflood, smaltita in pozzi dedicati o trattata secondo requisiti ambientali.

La gestione dell'acqua è spesso una voce di costo enorme nei campi maturi. Non basta produrre olio: bisogna sollevare, separare, trattare e smaltire o reiniettare grandi volumi d'acqua. Quando il water cut diventa molto alto, il limite economico del campo può essere determinato più dal costo dell'acqua che dal volume di olio residuo.

6.24 Gas prodotto

Il gas associato può essere una risorsa o un problema. Se esistono infrastrutture, può essere venduto, trattato, reiniettato o usato come fuel gas. Se non esistono, può diventare un vincolo alla produzione dell'olio.

Il gas prodotto può provenire da:

- gas disciolto nell'olio;

- gas cap;
- gas libero prodotto con l'olio;
- gas lift;
- gas reiniettato che ritorna ai produttori.

Gli indicatori principali sono GOR e GLR. Il GOR, gas-oil ratio, misura il volume di gas prodotto per volume di olio. Un aumento improvviso del GOR puo' indicare arrivo del gas cap, gas coning, pressione sotto la bubble point o comunicazione indesiderata. Il GLR, gas-liquid ratio, considera il rapporto tra gas e liquidi totali.

Il gas puo' richiedere disidratazione, rimozione di CO_2 , rimozione di H_2S , compressione, separazione di liquidi e controllo del punto di rugiada. Nei sistemi offshore, la capacita' di compressione puo' diventare un collo di bottiglia per la produzione del campo.

6.25 Flow assurance

Flow assurance significa garantire che i fluidi arrivino dal reservoir agli impianti senza bloccarsi, separarsi male, depositare solidi o creare condizioni pericolose. E' una disciplina centrale soprattutto offshore e subsea, dove una linea bloccata puo' costare moltissimo e richiedere interventi complessi.

I problemi principali sono:

- idrati;
- paraffine e cere;
- asfalteni;
- incrostazioni minerali;
- corrosione;
- sabbia;
- emulsioni;
- slugging;
- liquid loading.

La flow assurance inizia in fase di progetto. Bisogna prevedere composizione dei fluidi, pressioni, temperature, profilo delle linee, isolamento termico, tempi di shut-in, riavvii, chimici, pigging, slug catcher, materiali e filosofia operativa. Non e' una correzione finale: e' parte del design del sistema produttivo.

6.26 Idrati

Gli idrati sono solidi cristallini formati da acqua e gas, soprattutto metano, in condizioni di alta pressione e bassa temperatura. Possono sembrare ghiaccio, ma possono formarsi

anche sopra 0°C se la pressione e' sufficientemente alta.

Le condizioni favorevoli sono:

- presenza di acqua;
- presenza di gas;
- alta pressione;
- bassa temperatura.

Gli idrati sono pericolosi perche' possono bloccare flowlines, valvole, choke, riser e apparecchiature. Nei sistemi subsea il fluido caldo proveniente dal reservoir puo' raffreddarsi rapidamente sul fondale; se il sistema entra nella regione di stabilita' degli idrati, il rischio di plug aumenta.

La prevenzione puo' usare isolamento termico, riscaldamento, mantenimento della portata, inibitori termodinamici come metanolo o MEG, inibitori a basso dosaggio, depressurizzazione controllata e procedure di shut-down e start-up. La gestione degli idrati e' una delle ragioni per cui il subsea richiede progettazione molto accurata.

6.27 Paraffine e cere

Alcuni greggi contengono componenti paraffiniche che possono cristallizzare quando la temperatura scende sotto un certo valore. Questo valore e' spesso chiamato wax appearance temperature. Quando compaiono cristalli di cera, questi possono depositarsi sulle pareti delle tubazioni.

Gli effetti sono:

- riduzione del diametro utile;
- aumento delle perdite di carico;
- difficolta' di pompaggio;
- blocchi parziali o totali;
- necessita' di pigging, riscaldamento o chimici.

Le soluzioni includono isolamento termico, riscaldamento, inibitori di cera, depressori del pour point, pigging e gestione delle portate. Il pigging consiste nel far passare dispositivi chiamati pig dentro le tubazioni per pulizia, separazione o ispezione. Nei sistemi lunghi, la strategia di pigging deve essere progettata insieme a ricevitore, lanciatore e gestione dei liquidi rimossi.

6.28 Asfalteni

Gli asfalteni sono frazioni pesanti e polari del greggio. Possono precipitare quando cambiano pressione, composizione o condizioni chimiche del fluido. A differenza delle cere,

il problema degli asfalteni non dipende solo dalla temperatura. Può essere innescato da caduta di pressione, miscelazione di fluidi incompatibili, iniezione di gas, CO_2 , solventi o cambi composizionali.

Gli asfalteni possono depositarsi nel reservoir vicino al pozzo, nelle perforazioni, nel tubing, nelle valvole e negli impianti. Sono particolarmente insidiosi perché possono ridurre permeabilità e produttività prima ancora che il problema sia visibile in superficie.

Le strategie includono inibitori, solventi aromatici, controllo della pressione, strategie di miscelazione, pulizie periodiche e monitoraggio composizionale. La gestione degli asfalteni richiede spesso prove di laboratorio, perché il comportamento dipende fortemente dalla composizione del greggio.

6.29 Incrostazioni minerali

Le incrostazioni, o scale, sono depositi minerali che si formano quando l'acqua prodotta cambia pressione, temperatura o composizione, oppure quando acque incompatibili si mescolano. I depositi più comuni includono carbonato di calcio, solfato di bario, solfato di stronzio e solfato di calcio.

Le scale possono ostruire tubing, perforazioni, valvole, pompe, linee e apparecchiature di superficie. Possono formarsi nel reservoir, vicino al pozzo o lungo il sistema produttivo. Nei waterflood, se l'acqua iniettata è chimicamente incompatibile con l'acqua di formazione, il rischio di scale aumenta.

Prevenzione e trattamento includono analisi chimica delle acque, modellazione della tendenza alla precipitazione, inibitori di scale, squeeze treatment, acidificazione per certi depositi, pulizia meccanica e controllo della miscelazione delle acque.

6.30 Corrosione

La corrosione è uno dei problemi più seri della produzione. Può danneggiare tubing, casing, flowlines, separatori, serbatoi e impianti. Non è solo un problema di manutenzione: è un problema di integrità, sicurezza, ambiente e continuità produttiva.

Le cause principali includono:

- CO_2 ;
- H_2S ;
- acqua;
- ossigeno;
- cloruri;
- batteri;
- alte temperature;

- erosione da sabbia;
- alte velocità locali.

La CO_2 in presenza di acqua forma acido carbonico, che può corrodere l'acciaio. L' H_2S è tossico e può causare corrosione e cracking da solfuri. L'ossigeno, anche in piccole quantità, può accelerare fortemente la corrosione nei sistemi d'acqua. I cloruri aumentano la severità dell'ambiente corrosivo.

La corrosione si gestisce con materiali resistenti, inibitori chimici, rivestimenti, controllo dell'acqua, monitoraggio spessori, coupon, sonde, pigging intelligente, controllo delle velocità e strategie di ispezione. La scelta del materiale è una decisione economica e di rischio: acciai al carbonio con inibitori possono essere sufficienti in alcuni casi; leghe resistenti alla corrosione sono necessarie in condizioni severe.

6.31 Emulsioni

Un'emulsione è una dispersione stabile di un liquido in un altro. Nel petrolio, i casi tipici sono acqua dispersa in olio oppure olio disperso in acqua. Le emulsioni rendono difficile separare olio e acqua e possono peggiorare qualità del greggio, trattamento dell'acqua e capacità degli impianti.

Le emulsioni possono essere stabilizzate da asfalteni, resine, solidi fini, sali, turbolenza e caratteristiche del greggio. Per romperle si usano tempo di residenza, calore, demulsificanti, campi elettrostatici, riduzione della turbolenza e separazione gravitativa.

Un impianto di separazione non è un semplice contenitore. Deve dare al fluido le condizioni necessarie a separarsi: tempo, superficie di coalescenza, controllo di livello, controllo di pressione, temperatura adeguata e chimici corretti.

6.32 Slugging

Lo slugging è un flusso intermittente in cui arrivano alternanze di grandi quantità di liquido e gas. Può causare instabilità di pressione, vibrazioni, sovraccarico dei separatori, difficoltà di controllo, variazioni di portata e shutdown.

È frequente nei sistemi multifase, soprattutto con linee lunghe, profili altimetrici complessi, basse portate o grandi differenze di densità tra gas e liquido. Offshore e subsea, lo slugging può essere particolarmente problematico perché le linee sono lunghe e le condizioni di flusso cambiano con pressione e temperatura.

Per gestirlo si usano slug catcher, controllo delle portate, modifica delle pressioni, gas lift, design delle linee e strategie operative. Lo slug catcher riceve grandi volumi intermittenti di liquido, evitando che travolgano il separatore.

6.33 Sand management

Il controllo sabbia nel completamento cerca di impedire l'ingresso di solidi. Il sand management, invece, riconosce che in alcuni casi una certa produzione di sabbia può essere tollerata e gestita. La scelta dipende da costo, rischio, produttività, qualità del reservoir e capacità degli impianti.

Se si produce sabbia, i punti critici sono choke, curve, gomiti, valvole, pompe, separatori e flowlines. La sabbia in flusso ad alta velocità può erodere l'acciaio in modo severo, soprattutto nei cambi di direzione. Per questo si monitorano velocità, spessori, geometrie, portate solide e segnali acustici.

Il sand management richiede equilibrio. Produrre con drawdown troppo basso può ridurre eccessivamente la portata. Produrre con drawdown troppo alto può distruggere il pozzo. La scelta ottimale è spesso tra rischio meccanico e valore economico.

6.34 Sorveglianza della produzione

Un campo petrolifero deve essere monitorato continuamente. I dati sono il linguaggio con cui il giacimento e il sistema produttivo comunicano. Un production engineer osserva dati di pozzo, dati di impianto e dati di laboratorio per distinguere declino normale da problema operativo.

I dati principali includono:

- portata olio;
- portata gas;
- portata acqua;
- pressione testa pozzo;
- pressione fondo pozzo;
- temperatura;
- GOR;
- water cut;
- pressione separatori;
- composizione fluidi;
- dati pompe;
- consumo chimici;
- vibrazioni e segnali di erosione.

Alcune interpretazioni tipiche:

- aumento del water cut: possibile arrivo d'acqua, coning, breakthrough da iniezione o problema di isolamento;
- aumento del GOR: possibile gas cap, pressione sotto bubble point, gas coning o comunicazione indesiderata;
- calo portata a pressione simile: possibile danno, scale, paraffina, problema pompa o restrizione;
- aumento pressione testa con calo portata: possibile blocco o restrizione a valle;
- variazioni di temperatura: possibili cambiamenti di flusso, ingresso di fluidi diversi o effetto Joule-Thomson.

La sorveglianza e' efficace quando i dati sono affidabili, confrontabili e tempestivi. Misurare male porta a decisioni sbagliate. Per questo la misura fiscale, la calibrazione degli strumenti e la qualita' dei dati sono parte della produzione, non un dettaglio amministrativo.

6.35 Production logging

Il production logging serve a capire che cosa succede dentro il pozzo mentre produce o inietta. Gli strumenti possono misurare portate, pressione, temperatura, densita', holdup di fase, rumore, spinner response e contributi da diversi intervalli.

Serve a rispondere a domande operative:

- da quali intervalli entra olio?
- da dove entra acqua?
- c'e' crossflow?
- una zona domina la produzione?
- le perforazioni funzionano?
- c'e' comunicazione dietro casing?
- un intervallo iniettore distribuisce correttamente il fluido?

Il production logging e' particolarmente utile nei pozzi multilivello, nei completamenti complessi, nei pozzi orizzontali e nei casi in cui la produzione cambia in modo inatteso. Permette di passare da una diagnosi basata solo su dati di superficie a una diagnosi lungo il pozzo.

6.36 Workover

Il workover e' un intervento pesante sul pozzo per ripristinare, modificare o migliorare la produzione. Puo' richiedere un rig o un'unita' di servizio. E' piu' invasivo e costoso di un intervento leggero.

Esempi di workover:

- sostituzione tubing;
- riparazione casing;
- cambio pompa;
- isolamento di una zona ad acqua;
- nuove perforazioni;
- chiusura di intervalli;
- pulizia meccanica;
- rimozione sabbia;
- acidificazione;
- recompletion.

Il workover ferma la produzione, costa e comporta rischio. Si decide quando il beneficio atteso supera costo, perdita di produzione e rischio operativo. Il calcolo non e' solo tecnico: e' economico. Un intervento eccellente dal punto di vista meccanico puo' non convenire se il pozzo e' vicino al limite economico.

6.37 Well intervention leggera

Non tutti gli interventi richiedono un workover pesante. Esistono interventi leggeri con slickline, wireline, coiled tubing o pumping.

La slickline e' un cavo semplice usato per operazioni meccaniche leggere: recupero o installazione di piccoli strumenti, apertura o chiusura di valvole, operazioni con plug e gauge. La wireline e' un cavo elettrico che consente misure e controllo di strumenti. Il coiled tubing e' un tubo continuo avvolto su bobina, usato per circolazioni, pulizie, trattamenti, stimolazioni, perforazioni leggere e interventi in pozzo. Il pumping consiste nell'iniezione di fluidi, chimici o trattamenti.

Il coiled tubing e' particolarmente versatile perche' permette di entrare nel pozzo senza montare una batteria di tubi giuntati. Puo' circolare fluidi, rimuovere sabbia, pompare acidi, trattare scale, intervenire in pozzi deviati e supportare operazioni di cleanout.

6.38 Manutenzione e integrita'

La produzione e' una questione di continuita'. Un impianto che produce oggi deve produrre anche domani, senza perdite, incidenti o contaminazioni. Per questo la produzione richiede manutenzione preventiva, ispezioni, sistemi di shutdown, sensori, procedure, gestione delle barriere e cultura operativa.

BSEE sottolinea che i production safety systems hanno un ruolo critico nella protezione dei lavoratori e dell'ambiente nelle operazioni offshore, e che gli operatori non possono

iniziare la produzione finché il sistema di sicurezza di produzione non è approvato e non viene svolta l'ispezione pre-produzione nei contesti regolati [44].

Il concetto vale in generale: produzione significa gestire barriere e sistemi di sicurezza. Valvole, sensori di pressione, sensori di livello, shutdown valves, emergency shutdown systems, relief systems, fire and gas detection, procedure operative e manutenzione sono parte della produzione tanto quanto separatori e pompe.

6.39 Ottimizzazione della produzione

Ottimizzare non significa semplicemente aprire il choke e produrre di più. Significa trovare il miglior equilibrio tra produzione immediata, recupero finale, integrità del pozzo, capacità degli impianti, costi, sicurezza e ambiente.

Un pozzo o un campo può essere limitato da molti colli di bottiglia:

- reservoir;
- perforazioni;
- skin;
- tubing;
- pompa;
- choke;
- flowline;
- separatore;
- compressione gas;
- trattamento acqua;
- export pipeline.

La produzione massima del sistema è determinata dall'elemento più limitante. Aumentare la capacità di un componente non serve se il collo di bottiglia è altrove. Per questo l'ottimizzazione richiede visione integrata reservoir-pozzo-impianto.

6.40 Nodal analysis

La nodal analysis è un metodo per analizzare l'intero sistema produttivo dividendo il percorso in componenti: reservoir, completamento, tubing, choke, flowline e separatore. L'idea è confrontare la capacità del reservoir di fornire fluido con la capacità del sistema di sollevare e trasportare quel fluido.

In termini concettuali:

inflow dal reservoir = outflow attraverso pozzo e impianti

Il punto di equilibrio determina la portata operativa. Se cambio tubing, choke, pompa, pressione separatore, gas lift o flowline, cambia la curva di outflow e quindi il punto operativo. Se cambio pressione di reservoir, skin o permeabilit , cambia la curva di inflow.

La nodal analysis   una logica molto ingegneristica: non considera il pozzo isolato, ma il sistema complessivo. Permette di capire se conviene stimolare il reservoir, cambiare tubing, installare artificial lift, ridurre pressione separatore o modificare il choke.

6.41 Campo maturo

Un campo maturo ha spesso caratteristiche tipiche:

- pressione piu' bassa;
- water cut elevato;
- aumento dei costi di trattamento acqua;
- piu' interventi;
- piu' corrosione;
- piu' artificial lift;
- declino dell'olio;
- maggiore necessita' di ottimizzazione.

Nei campi maturi il lavoro non   piu' scoprire petrolio, ma estrarre valore da un sistema complesso contenendo costi e rischi. Spesso il problema non   l'assenza di petrolio nel sottosuolo, ma il fatto che produrlo diventa sempre piu' difficile e costoso.

La gestione dei campi maturi puo' includere infill drilling, conversione di pozzi produttori in iniettori, water shutoff, ottimizzazione artificial lift, campagne di workover, EOR, riduzione della pressione separatore, debottlenecking degli impianti e migliore gestione dell'acqua.

6.42 Produzione offshore e subsea

Offshore, ogni elemento della produzione diventa piu' complesso. I pozzi possono essere collegati a piattaforme, FPSO o infrastrutture subsea. Le flowlines possono essere lunghe chilometri. Le temperature sul fondale favoriscono idrati e cere. Gli interventi sono costosi. Le finestre meteo contano. La logistica influenza tempi, costi e sicurezza.

Nel subsea, un blocco da idrati o una valvola guasta non si risolve facilmente. Servono ROV, navi specializzate, procedure e tempi lunghi. Per questo offshore la flow assurance

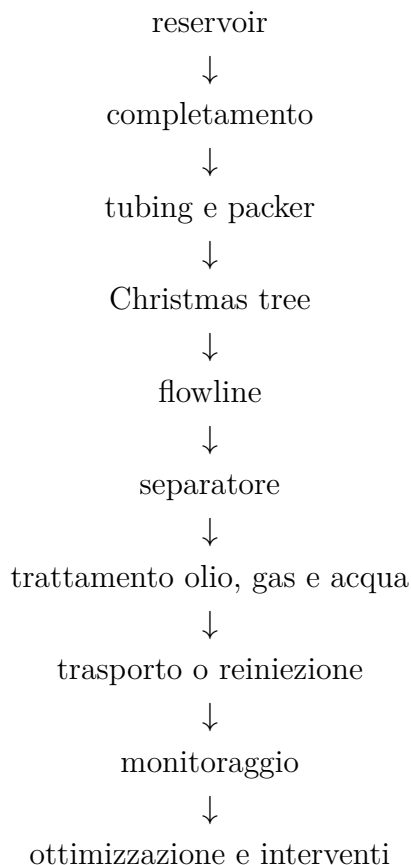
viene progettata fin dall'inizio. Isolamento termico, chimici, riscaldamento, pigging, depressurizzazione, monitoraggio e filosofia di shutdown sono decisioni di progetto.

BSEE evidenzia che l'offshore richiede personale specializzato, attrezzature avanzate, ispezioni, regolazione e attenzione a sicurezza, ambiente e conservazione delle risorse [45]. La produzione offshore e' quindi una combinazione di ingegneria di pozzo, impianti, subsea, logistica, sicurezza e regolazione.

6.43 Idea centrale del modulo

La produzione petrolifera e' la gestione continua del flusso. Il reservoir fornisce energia e fluidi, ma il pozzo e gli impianti decidono quanto di quel potenziale diventa produzione reale.

Un pozzo produttivo non e' mai davvero finito. Cambia ogni giorno: si sporca, si corrode, produce piu' acqua, cambia rapporto gas-olio, perde pressione, richiede sollevamento, chimici, manutenzione, interventi e decisioni. La produzione e' quindi una disciplina di controllo dinamico, non una semplice estrazione.



6.44 Mini glossario

Completion Configurazione finale del pozzo per produrre o iniettare.

Tubing Tubo interno attraverso cui normalmente si produce.

Packer Elemento che isola annulus e tubing.

Annulus Spazio anulare tra tubing e casing.

Christmas tree Insieme di valvole e raccordi per controllare il pozzo.

Choke Restrizione regolabile della portata.

Artificial lift Sistemi per aiutare il sollevamento dei fluidi.

Rod pump Pompa meccanica azionata da aste, spesso con pumpjack.

ESP Pompa elettrica sommersa.

Gas lift Iniezione di gas per alleggerire la colonna di fluido.

PCP Pompa a cavita' progressiva.

Separator Apparecchiatura che separa gas, olio e acqua.

Water cut Frazione d'acqua nei liquidi prodotti.

GOR Rapporto gas-olio.

Flow assurance Disciplina che garantisce continuita' e sicurezza del flusso.

Idrati Solidi acqua-gas che possono bloccare linee e valvole.

Paraffine Cere che possono precipitare al raffreddamento.

Asfalteni Frazioni pesanti che possono precipitare e depositarsi.

Scale Incrostazioni minerali.

Workover Intervento pesante sul pozzo.

Coiled tubing Tubo continuo avvolto su bobina per interventi.

Production logging Misure nel pozzo durante produzione o iniezione.

Nodal analysis Analisi integrata reservoir-pozzo-impianto.

6.45 Concetti da memorizzare

1. La produzione trasforma il potenziale del reservoir in portate controllate di olio, gas e acqua.
2. Il completamento e' il ponte tecnico tra perforazione e produzione.
3. Il tubing e' il condotto produttivo principale; il casing e' la struttura cementata.
4. Il packer isola l'annulus e indirizza il flusso nel tubing.

5. Il choke controlla portata e drawdown, ma aprirlo troppo puo' danneggiare pozzo e reservoir.
6. Artificial lift non crea petrolio: aiuta a sollevare i fluidi quando l'energia naturale non basta.
7. La separazione in superficie trasforma una miscela multifase in gas, olio e acqua gestibili.
8. L'acqua prodotta e' spesso il problema dominante nei campi maturi.
9. Flow assurance serve a evitare blocchi, depositi, instabilita' e problemi di continuita' del flusso.
10. Corrosione, idrati, cere, asfalteni, scale, emulsioni, sabbia e slugging sono problemi produttivi centrali.
11. La sorveglianza della produzione usa dati per diagnosticare il comportamento di pozzi e impianti.
12. Workover e interventi leggeri servono a ripristinare, modificare o migliorare la produzione.
13. La nodal analysis guarda il sistema completo, non il pozzo isolato.
14. Nei campi maturi il valore dipende dalla capacita' di produrre in modo efficiente, sicuro e sostenibile.

6.46 Domande di controllo

1. Che differenza c'e' tra perforare un pozzo e completarlo?
2. Perche' normalmente si produce attraverso tubing e non direttamente attraverso casing?
3. Qual e' la funzione del packer?
4. Perche' le perforazioni del casing influenzano la produttivita'?
5. Che cosa controlla il choke?
6. Perche' un pozzo inizialmente eruttivo puo' richiedere artificial lift dopo alcuni anni?
7. Quali sono i principali sistemi di artificial lift?
8. Perche' la separazione olio-gas-acqua e' necessaria?
9. Come si calcola il water cut?
10. Che cosa significa flow assurance?
11. Perche' idrati e cere sono particolarmente critici offshore e subsea?
12. Perche' corrosione e sabbia sono problemi di integrita', non solo di manutenzione?
13. A che cosa serve il production logging?

14. Che differenza c'è tra workover e intervento leggero?
15. Perché la nodal analysis è utile per ottimizzare la produzione?

Capitolo 7

Raffinazione del petrolio

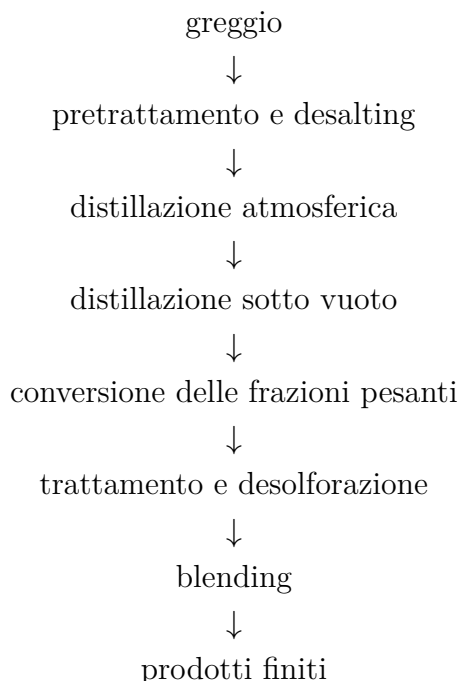
7.1 Perché il greggio non è ancora un prodotto

Il petrolio greggio, così come esce dal sottosuolo, non è ancora benzina, diesel, jet fuel o plastica. È una miscela complessa, variabile e spesso problematica. Contiene idrocarburi leggeri, medi e pesanti; può contenere zolfo, azoto, ossigeno, metalli, sali, acqua, sedimenti, asfalteni, cere e composti corrosivi. La raffineria è l'impianto industriale che trasforma questa miscela in prodotti utilizzabili.

La prima idea da fissare è netta: una raffineria non estrae benzina dal petrolio come se la benzina fosse già pronta dentro il barile. Separa, trasforma, purifica e miscela.

La raffinazione del petrolio è l'insieme dei processi industriali che trasformano il greggio in prodotti commerciali: GPL, benzina, nafta, jet fuel, diesel, oli combustibili, lubrificanti, cere, bitumi, coke e feedstock petrolchimici.

L'EIA sintetizza la raffinazione in tre passaggi fondamentali: separazione, conversione e trattamento [2]. OSHA descrive in modo coerente le raffinerie come sistemi integrati di frazionamento, conversione, trattamento, blending e operazioni ausiliarie [37]. Questa è l'architettura mentale del modulo:

**Concetto chiave**

La distillazione separa. La conversione cambia la struttura molecolare. Il trattamento rimuove impurità o corregge proprietà. Il blending costruisce il prodotto commerciale finale.

7.2 Perché il greggio deve essere raffinato

Il petrolio greggio non è un prodotto commerciale uniforme. Due greggi possono essere profondamente diversi. Un greggio leggero e dolce contiene in generale più frazioni leggere e meno zolfo. Un greggio pesante e acido contiene più residui, asfalteni, zolfo e metalli. La raffineria deve adattarsi a questa qualità di partenza.

La qualità del greggio influenza rese, costi, severità dei processi, consumo di idrogeno, produzione di coke, problemi di corrosione e valore dei prodotti. Un greggio leggero può generare più nafta e distillati con minore conversione. Un greggio pesante può essere acquistato a sconto, ma richiede un impianto capace di convertire il fondo del barile.

La raffineria deve risolvere tre problemi:

1. separare il greggio in frazioni;
2. trasformare frazioni meno pregiate in prodotti più richiesti;
3. rimuovere impurità e correggere le proprietà finali.

Il valore economico nasce proprio da questa trasformazione. Benzina, diesel, jet fuel e feedstock petrolchimici hanno valore diverso rispetto a residui pesanti o fuel oil ad alto zolfo. Una raffineria complessa cerca di massimizzare prodotti ad alto valore e minimizzare

prodotti a basso valore, compatibilmente con mercato, norme, energia, idrogeno e vincoli impiantistici.

7.3 Raffineria semplice e raffineria complessa

Una raffineria semplice esegue soprattutto distillazione atmosferica, eventualmente distillazione sotto vuoto e trattamenti di base. Lavora meglio greggi leggeri e dolci, perché questi danno già molte frazioni pregiate e richiedono meno conversione.

Una raffineria complessa possiede unità di conversione e trattamento più avanzate: fluid catalytic cracking, hydrocracking, coking, reforming, alkylation, isomerization, hydrotreating, sulfur recovery e produzione di idrogeno. Questa complessità consente di lavorare greggi più pesanti o più acidi e trasformare frazioni pesanti in prodotti leggeri e medi.

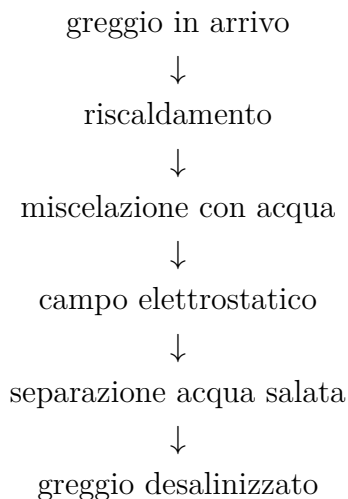
La distinzione non è teorica. Un barile di greggio pesante non è necessariamente inutile o “cattivo”. Può essere molto conveniente se acquistato a sconto e lavorato in una raffineria adatta. Ma se una raffineria non possiede coker, hydrocracker, FCC o adeguata capacità di desolforazione, lo stesso greggio può diventare un problema.

Il **crude slate**, cioè la miscela di greggi lavorati, deve essere coerente con la configurazione della raffineria. Questa coerenza è una delle grandi competenze industriali della raffinazione: comprare i greggi giusti per l'impianto giusto, nel momento giusto, per produrre i prodotti richiesti dal mercato.

7.4 Pretrattamento del greggio

Prima della distillazione, il greggio deve essere preparato. Può contenere acqua, sali, sedimenti e solidi fini. Se questi contaminanti entrano nelle unità calde, possono generare corrosione, depositi, instabilità e danni agli impianti.

Il passaggio principale è il **desalting**. Il greggio viene riscaldato e miscelato con acqua di lavaggio. I sali, spesso cloruri, passano nella fase acquosa. Poi il fluido entra in un dissalatore elettrostatico: il campo elettrico favorisce la coalescenza delle gocce d'acqua, che si separano dalla fase oleosa e portano via sali e sedimenti.



Il problema dei sali e' severo perche' ad alta temperatura possono generare acidi corrosivi, in particolare nei sistemi di testa delle colonne. L'acqua puo' disturbare il funzionamento della colonna, generare vaporizzazioni violente e trasportare contaminanti. Sedimenti e solidi possono accumularsi in scambiatori e apparecchiature.

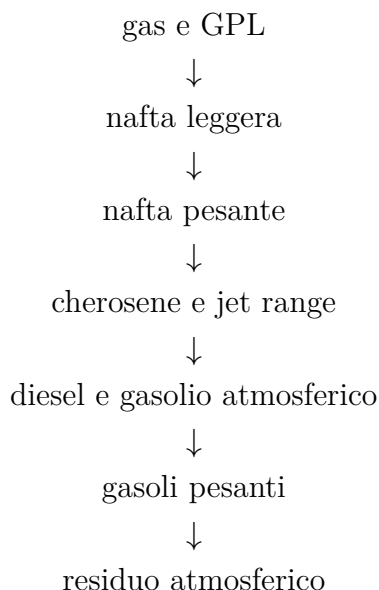
Il desalting, quindi, non e' un dettaglio preliminare. E' una protezione fondamentale per l'intera raffineria.

7.5 Distillazione atmosferica

La distillazione atmosferica e' la prima grande unita' della raffineria. Il greggio desalinizzato viene riscaldato in forno e inviato nella colonna di distillazione. Nella colonna, vapori e liquidi si distribuiscono in funzione della volatilita'. Le frazioni leggere evaporano piu' facilmente e salgono; le frazioni pesanti condensano piu' in basso o restano sul fondo.

Il principio e' fisico: molecole diverse hanno intervalli di ebollizione diversi. Tuttavia la colonna non separa molecole pure una per una. Separa tagli, o cuts, cioe' gruppi di idrocarburi con intervalli di ebollizione simili. OSHA definisce il frazionamento come separazione del greggio in gruppi di composti idrocarburici con differenti boiling-point ranges [37].

Uno schema semplificato della colonna e':



Queste frazioni non sono necessariamente prodotti finiti. La nafta può dover andare a hydrotreating, reforming o isomerizzazione. Il cherosene può richiedere trattamento per diventare jet fuel. Il gasolio deve spesso essere desolfurato. Il residuo atmosferico contiene ancora molto valore potenziale, ma richiede distillazione sotto vuoto o conversione.

7.6 Perché la distillazione non basta

La distillazione separa, ma non cambia la struttura delle molecole. Se un greggio contiene molte frazioni pesanti, la distillazione produrrà molte frazioni pesanti. Non può trasformare da sola residuo in benzina o diesel.

distillazione = separazione
conversione = trasformazione molecolare
trattamento = rimozione impurità e miglioramento qualità

Una raffineria semplice che distilla un greggio pesante ottiene molto residuo. Una raffineria complessa può prendere gasoli pesanti e residui e convertirli in molecole più leggere, più pulite e più vendibili. La raffinazione moderna nasce proprio dalla necessità di adattare la distribuzione naturale delle molecole alla domanda reale di carburanti e feedstock.

7.7 Distillazione sotto vuoto

Il residuo atmosferico contiene molecole pesanti che bollirebbero a temperature molto elevate. Se si provasse a distillarle a pressione atmosferica, si rischierebbero cracking termico indesiderato, formazione di coke, degradazione e instabilità.

La distillazione sotto vuoto abbassa la pressione e quindi riduce la temperatura apparente di ebollizione. In questo modo è possibile separare frazioni pesanti senza spingere troppo

la temperatura. OSHA definisce la vacuum distillation come distillazione del petrolio sotto vuoto per ridurre la temperatura di ebollizione e prevenire cracking o decomposizione del feedstock [37].

Prodotti tipici:

- light vacuum gas oil;
- heavy vacuum gas oil;
- vacuum residue.

I vacuum gas oils sono alimentazioni importanti per FCC o hydrocracker. Il vacuum residue può andare a coker, visbreaker, unità bitumi, fuel oil o altri processi, a seconda della configurazione della raffineria.

7.8 Conversione: perché cambiare le molecole

La conversione serve a modificare la distribuzione molecolare prodotta dalla natura e dalla distillazione. Il mercato richiede quantità elevate di benzina, diesel, jet fuel e feedstock petrolchimici; il greggio può contenere troppi residui o gasoli pesanti. I processi di conversione rompono, uniscono o riorganizzano molecole.

OSHA raggruppa i processi di conversione in tre famiglie concettuali: decomposizione, cioè divisione di molecole tramite cracking; unificazione, cioè combinazione tramite alkylation e polymerization; alterazione, cioè riarrangiamento tramite isomerization e catalytic reforming [37].

Famiglia	Logica chimica
Cracking	Rompere molecole grandi in molecole più piccole.
Coking	Conversione severa di residui, con produzione di coke.
Hydrocracking	Cracking in presenza di idrogeno, con prodotti più saturi e puliti.
Reforming	Riorganizzare nafta per aumentare ottano e produrre idrogeno.
Isomerizzazione	Trasformare catene lineari in isomeri ramificati.
Alkylation	Unire isobutano e olefine leggere per produrre alkylate.

7.9 Cracking

Il cracking rompe molecole grandi in molecole più piccole. È una delle tecnologie che hanno reso possibile la raffineria moderna. L'EIA descrive il cracking come il metodo di conversione più diffuso, basato su calore, pressione, catalizzatori e talvolta idrogeno per rompere idrocarburi pesanti in molecole più leggere [2].

molecola pesante → molecole piu' leggere

Il cracking risponde a una necessita' economica e tecnica: trasformare gasoli pesanti e residui in componenti benzina, distillati, GPL, olefine e feedstock ulteriormente trattabili. Le principali famiglie sono thermal cracking, fluid catalytic cracking, hydrocracking, coking e visbreaking.

7.10 Thermal cracking e visbreaking

Il thermal cracking rompe molecole usando soprattutto calore e pressione. Storicamente e' stato essenziale per aumentare la resa in benzina, ma nelle raffinerie moderne molte funzioni sono state assorbite da processi catalitici piu' selettivi.

Il limite del cracking termico e' la minore selettivita': tende a produrre piu' coke, gas e prodotti meno controllabili. Rimane pero' importante come principio e in processi specifici.

Il **visbreaking** e' un cracking termico moderato applicato a residui. L'obiettivo principale non e' massimizzare benzina, ma ridurre la viscosita' del residuo. Il nome deriva da viscosity breaking. Un residuo meno viscoso puo' essere piu' gestibile o piu' adatto alla produzione di fuel oil, con minore necessita' di diluenti leggeri.

7.11 Fluid catalytic cracking

Il fluid catalytic cracking, FCC, e' una delle unita' piu' importanti per produrre componenti benzina e olefine leggere da gasoli pesanti. La carica tipica e' vacuum gas oil o gasoli pesanti.

Il processo usa un catalizzatore solido finissimo che si comporta quasi come un fluido quando attraversato da vapori. Il feed vaporizzato entra in contatto con catalizzatore caldo. Le molecole pesanti si rompono in molecole piu' leggere. Il catalizzatore si ricopre di coke e viene inviato al rigeneratore, dove il coke viene bruciato. La combustione rigenera il catalizzatore e fornisce calore al sistema.

Prodotti principali:

- gas combustibile;
- GPL olefinico;
- benzina FCC;
- light cycle oil;
- heavy cycle oil;
- coke sul catalizzatore.

Il FCC e' importante perche' produce benzina ad alto numero di ottano e olefine come propilene e butileni. Queste olefine possono alimentare petrolchimica e alkylation. Il FCC, tuttavia, non aggiunge idrogeno: e' un processo tendenzialmente carbon-rejecting. La qualita' dei prodotti dipende dalla carica, dal catalizzatore, dalla severita' e dal bilancio operativo.

7.12 Hydrocracking

L'hydrocracking e' cracking in presenza di idrogeno. A differenza del FCC, che produce coke e olefine in misura significativa, l'hydrocracking usa idrogeno per saturare molecole e produrre distillati piu' puliti.

OSHA descrive l'hydrocracking come processo che combina cracking catalitico e idrogenazione, usando alta pressione, alta temperatura, catalizzatore e idrogeno per convertire feedstock pesanti in prodotti desiderabili [37].

L'hydrocracking e' flessibile. Puo' produrre:

- nafta;
- jet fuel;
- diesel;
- distillati medi;
- componenti a basso zolfo.

Il vantaggio e' la qualita' dei prodotti: distillati saturi, puliti e adatti a specifiche severe. Lo svantaggio e' il costo: alta pressione, grande consumo di idrogeno, catalizzatori costosi, materiali resistenti e forte complessita' impiantistica.

FCC	→	benzina e olefine, senza idrogeno come reagente principale
hydrocracking	→	diesel e jet puliti, con consumo di idrogeno

7.13 Coking

Il coking e' una conversione severa dei residui piu' pesanti. Serve a trasformare vacuum residue o residui pesanti in prodotti piu' leggeri, lasciando come sottoprodotto petroleum coke.

residuo pesante
↓
coking
↓
gas, nafta, gasoli e petroleum coke

Il coking e' importante nelle raffinerie che lavorano greggi pesanti. Le frazioni di fondo sono ricche di carbonio, zolfo, metalli e asfalteni. Il coker spezza una parte di queste molecole in liquidi piu' valorizzabili e concentra la parte piu' carboniosa nel coke.

Dal punto di vista della raffineria, il coking e' una via per gestire il fondo del barile. Il coke puo' essere usato come combustibile industriale o, se di qualita' adeguata, in applicazioni come anodi per alluminio. La qualita' dipende da feedstock e processo; coke ricco di zolfo e metalli ha valore e impieghi diversi rispetto a coke di qualita' superiore.

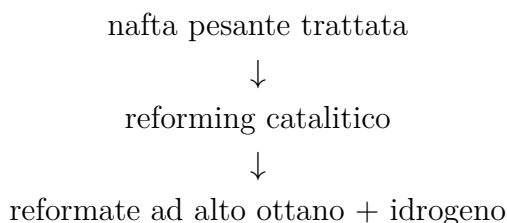
7.14 Reforming catalitico

Il catalytic reforming lavora soprattutto nafta pesante. Il suo obiettivo principale e' produrre componenti ad alto numero di ottano per benzina e generare idrogeno utile per altri processi.

Nel reforming avvengono reazioni come:

- deidrogenazione di nafteni ad aromatici;
- isomerizzazione;
- deidrociclizzazione;
- cracking leggero.

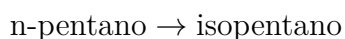
Il prodotto principale e' il reformato, ricco di aromatici e ad alto ottano. E' prezioso nel blending benzina. Il processo produce anche idrogeno, fondamentale per hydrotreating e hydrocracking.



Questo doppio valore rende il reforming strategico: migliora la benzina e contribuisce al bilancio idrogeno della raffineria.

7.15 Isomerizzazione

L'isomerizzazione trasforma paraffine leggere lineari in isomeri ramificati. La formula molecolare resta la stessa, ma cambia la struttura. Per esempio:



n-esano $\rightarrow$ iso-esano

Il motivo e' il numero di ottano. Gli isomeri ramificati hanno numero di ottano piu' alto rispetto alle catene lineari. L'isomerizzazione e' quindi importante per migliorare componenti leggeri della benzina senza aumentare troppo aromatici o olefine.

E' una trasformazione strutturale, non una rottura pesante della molecola. Richiede feed pulito, catalizzatore adatto e controllo di contaminanti che potrebbero avvelenare il sistema.

7.16 Alkylation e polymerization

L'alkylation combina isobutano e olefine leggere per produrre componenti benzina ad alto ottano chiamati alkylate.

isobutano + olefine leggere $\rightarrow$ alkylate

L'alkylate e' molto prezioso: alto ottano, basso zolfo, bassa pressione di vapore, pochi aromatici e buone proprieta' di combustione. E' uno dei componenti migliori della benzina.

La polymerization, nel contesto tradizionale della raffinazione, combina olefine leggere in molecole piu' grandi utilizzabili come componenti benzina. OSHA descrive la polymerization come conversione di gas olefinici leggeri in idrocarburi di peso molecolare maggiore e numero di ottano piu' alto [37]. In molte raffinerie moderne l'alkylation e' spesso piu' importante per componenti benzina di alta qualita', ma la logica resta: unire molecole leggere per ottenere liquidi piu' utili.

7.17 Hydrotreating

L'hydrotreating e' un processo di trattamento con idrogeno usato per rimuovere impurita' e migliorare qualita' dei prodotti. E' una delle unita' piu' importanti della raffineria moderna.

OSHA indica che i processi di trattamento servono a preparare streams idrocarburi per ulteriori lavorazioni o prodotti finiti, e includono hydrodesulfurizing, sweetening, solvent extraction, solvent dewaxing e altri processi [37]. EPA descrive il catalytic hydrotreating come processo che rimuove impurita' come zolfo, azoto e metalli da prodotti o gas di scarto [38].

Quando l'obiettivo principale e' rimuovere zolfo, si parla di hydrodesulfurization, HDS.

composti organosolfurati + $H_2 \rightarrow$ idrocarburi + H_2S

L' H_2S prodotto e' tossico e deve essere gestito in sistemi chiusi. Viene inviato a trattamento gas acidi, amine treating e unita' di recupero zolfo.

L'hydrotreating e' fondamentale perche' i combustibili moderni devono avere basso contenuto di zolfo. Diesel, benzina, jet fuel e feed per unita' catalitiche non possono essere trattati come semplici distillati grezzi: devono rispettare specifiche ambientali, prestazionali e operative.

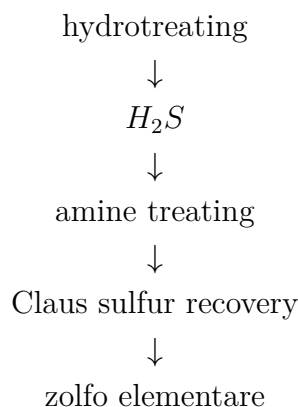
7.18 Sweetening, gas acidi e recupero zolfo

Lo sweetening e' un trattamento usato per convertire o rimuovere composti solforati maleodoranti e corrosivi, come mercaptani. Non sempre elimina tutto lo zolfo; talvolta trasforma composti piu' problematici in forme meno aggressive. E' importante per GPL, nafta, kerosene e altri prodotti leggeri, a seconda delle specifiche.

Lo zolfo e' uno dei grandi problemi della raffineria. Crea difficolta' perche':

- avvelena catalizzatori;
- aumenta corrosione;
- peggiora qualita' dei prodotti;
- genera emissioni indesiderate;
- richiede trattamento e recupero.

Lo schema semplificato e':



Lo zolfo recuperato puo' essere usato nell'industria chimica, ad esempio per acido solforico e fertilizzanti. In questo modo un contaminante problematico viene trasformato in prodotto commerciale.

7.19 Blending

Dopo separazione, conversione e trattamento, la raffineria non ha ancora necessariamente prodotti finiti. Ha molti streams intermedi. Il blending e' la fase in cui questi streams vengono miscelati per ottenere prodotti che rispettano specifiche precise.

Per la benzina contano numero di ottano, pressione di vapore, zolfo, aromatici, olefine, ossigenati, densita', curva di distillazione e stabilita'. Per il diesel contano cetano, zolfo, densita', viscosita', proprieta' a freddo, lubricity e curva di distillazione. Per il jet fuel contano punto di congelamento, flash point, stabilita' termica, aromatici, zolfo, densita', acqua e pulizia.

Il blending e' una parte sofisticata del lavoro. Non basta dire "questa e' benzina". Bisogna costruire una benzina che rispetti norme, stagione, clima, motori e logistica. Le specifiche cambiano per area geografica, periodo dell'anno e destinazione d'uso.

7.20 Benzina

La benzina e' una miscela di idrocarburi leggeri e intermedi progettata per motori ad accensione comandata. Il parametro simbolo e' il numero di ottano, che misura la resistenza alla detonazione.

Componenti tipici della pool benzina:

- reformati;
- FCC gasoline;
- alkylate;
- isomerate;
- straight-run naphtha trattata;
- butano in quantita' controllata;
- ossigenati dove richiesti.

La benzina deve evaporare abbastanza da consentire avviamento e combustione corretta, ma non troppo da creare eccessiva pressione di vapore ed emissioni evaporative. Per questo le specifiche di volatilita' possono cambiare tra estate e inverno.

7.21 Diesel

Il diesel e' un distillato medio usato nei motori ad accensione per compressione. Qui non interessa l'ottano, ma il cetano: la capacita' del combustibile di accendersi prontamente sotto compressione.

Il diesel moderno richiede basso zolfo, buona fluidita' a freddo, viscosita' adeguata, densita' controllata e buone proprieta' lubrificanti. Componenti diesel possono provenire da:

- straight-run gasoil;
- hydrocracked distillate;
- desulfurized middle distillates;

- light cycle oil trattato, entro limiti.

Il light cycle oil da FCC puo' essere aromatico e meno pregiato; spesso richiede trattamento severo per entrare in diesel di qualita'. La produzione di diesel pulito e' uno dei motivi per cui hydrotreating e hydrocracking sono centrali nelle raffinerie moderne.

7.22 Jet fuel

Il jet fuel, come Jet A o Jet A-1, appartiene al range cherosene. E' un prodotto molto controllato perche' viene usato in aviazione. Non e' semplicemente "cherosene": e' un carburante con requisiti stringenti.

Deve avere:

- basso punto di congelamento;
- flash point adeguato;
- stabilita' termica;
- aromatici controllati;
- zolfo entro specifica;
- densita' controllata;
- assenza di acqua libera;
- pulizia elevata.

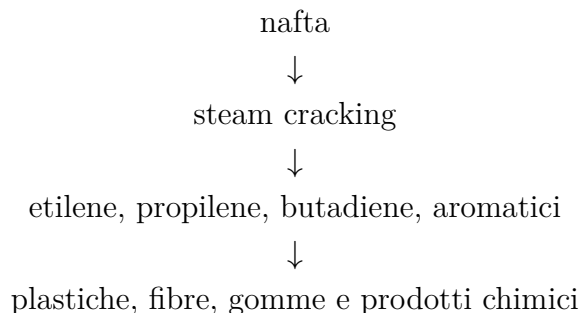
La raffineria deve essere rigorosa. Nel carburante aeronautico, contaminanti, acqua, instabilita' termica o proprieta' a freddo non conformi possono essere inaccettabili.

7.23 GPL, gas di raffineria e nafta petrolchimica

Le frazioni piu' leggere comprendono propano, butano e altri gas. Possono diventare GPL, essere usate come fuel gas in raffineria oppure diventare feedstock per alkylation e petrolchimica.

Il butano, per esempio, puo' essere miscelato nella benzina per controllare volatilita', ma entro limiti legati a pressione di vapore e stagione. I gas olefinici da FCC sono preziosi per alkylation o petrolchimica.

La nafta e' una frazione importante come feedstock petrolchimico, soprattutto per steam cracking. Da steam cracking di nafta si ottengono olefine leggere come etilene, propilene, butadiene e aromatici, basi per plastiche, gomme sintetiche, solventi, fibre e moltissimi prodotti chimici.



Qui si vede chiaramente che il petrolio non e' solo carburante. E' materia prima della chimica organica industriale.

7.24 Lubrificanti, cere, bitumi e petroleum coke

Non tutto deve diventare carburante. Alcune frazioni pesanti sono preziose per lubrificanti, cere e bitumi. I lubrificanti richiedono basi con proprieta' controllate: viscosita', indice di viscosita', stabilita', punto di scorrimento e resistenza all'ossidazione. Possono subire solvent extraction, dewaxing, hydrofinishing e altri trattamenti.

I bitumi derivano da frazioni pesanti e sono usati soprattutto per pavimentazioni e impermeabilizzazioni. Non sono scarto in senso banale: sono prodotti utili, ma il loro valore dipende da mercato e specifiche.

Il petroleum coke deriva soprattutto dal coking. E' ricco di carbonio e puo' contenere zolfo e metalli. Puo' essere usato come combustibile industriale o, se di qualita' adeguata, in applicazioni piu' pregiate. Dal punto di vista della raffineria, il coke e' il residuo solido della conversione estrema del fondo del barile.

7.25 Resa di un barile e processing gain

Un errore comune e' pensare che da un barile di petrolio si ottenga un volume fisso e universale di benzina, diesel e jet fuel. Non e' cosi'. La resa dipende da greggio, configurazione della raffineria, domanda di mercato, stagionalita' e severita' operativa.

L'EIA indica che, negli Stati Uniti, da un barile di greggio da 42 galloni si producono in media circa 19-20 galloni di benzina e 11-13 galloni di distillate fuel oil a bassissimo zolfo, con variazioni dovute a domanda e strategie operative delle raffinerie [3].

Talvolta il volume totale dei prodotti raffinati puo' superare i 42 galloni del barile iniziale. Questo non viola la conservazione della massa. Accade per differenze di densita': molti prodotti raffinati sono meno densi del greggio di partenza. Si parla di processing gain. La massa si conserva, ma il volume puo' aumentare.

7.26 La raffineria come rete di unita'

Una raffineria non e' una linea singola. E' una rete. Ogni unita' produce streams che possono andare ad altre unita'. La gestione consiste nel coordinare cariche, prodotti intermedi, capacita' impiantistiche, specifiche e mercato.

nafta	→	hydrotreating, reforming, isomerizzazione
kerosene	→	hydrotreating, jet fuel o diesel pool
gasolio	→	hydrotreating, FCC, hydrocracker
residuo	→	vacuum unit, coker, bitume
gas leggeri	→	gas plant, alkylation, fuel gas
H_2S	→	sulfur recovery

Questa rete viene gestita dinamicamente. Se aumenta il margine del diesel, la raffineria puo' cercare di massimizzare distillati. Se un greggio pesante diventa economico, una raffineria complessa puo' aumentare la sua quota nel crude slate. Se un'unita' e' ferma per manutenzione, tutto il bilancio degli streams cambia.

7.27 Idrogeno e catalizzatori

L'idrogeno e' fondamentale nelle raffinerie moderne. Serve per hydrotreating, hydrocracking e saturazione di composti indesiderati. Le principali fonti di idrogeno sono catalytic reforming, steam methane reforming, recupero da gas di raffineria ed eventuale acquisto esterno.

Piu' il greggio e' pesante e ricco di zolfo, piu' cresce la domanda di idrogeno. Questo e' uno dei motivi per cui lavorare greggi sour o pesanti richiede raffinerie complesse e costose.

Molti processi dipendono da catalizzatori. Un catalizzatore accelera o orienta le reazioni senza essere idealmente consumato, ma nella pratica puo' disattivarsi. Cause di disattivazione:

- coke;
- zolfo;
- azoto;
- metalli;
- arsenico o altri veleni;
- sinterizzazione;
- depositi.

Per questo molti feed devono essere trattati prima di entrare in unita' catalitiche. Un feed sporco puo' danneggiare catalizzatori costosi e ridurre efficienza della raffineria.

7.28 Raffinazione, sicurezza e ambiente

Una raffineria gestisce sostanze infiammabili, tossiche, corrosive e calde, spesso ad alta pressione. OSHA sottolinea che la raffinazione richiede conoscenza, controllo ed esperienza per processare in sicurezza gas e liquidi infiammabili ad alte temperature e pressioni [37].

I temi principali sono:

- incendio ed esplosione;
- rilascio di idrocarburi;
- H_2S e gas acidi;
- corrosione;
- alte temperature e alte pressioni;
- fornaci e reattori;
- serbatoi;
- sistemi di relief e flare;
- acque reflue;
- fanghi e catalizzatori esausti.

EPA descrive le raffinerie come impianti che trasformano greggio in fuel products, nonfuel products e feedstock petrolchimici, e regola specifici scarichi idrici del settore attraverso effluent guidelines [38]. Le principali questioni ambientali includono emissioni atmosferiche, CO_2 , SO_x , NO_x , composti organici volatili, acque reflue, fanghi oleosi, zolfo, odori, flaring e rischio incidenti.

Una raffineria moderna non è solo un impianto chimico. E' anche un sistema di controllo ambientale, sicurezza di processo, manutenzione, monitoraggio e gestione del rischio.

7.29 Raffinazione e mercato

La raffineria guadagna sulla differenza tra valore dei prodotti e costo del greggio, al netto di costi operativi, energia, idrogeno, manutenzione, logistica e compliance. Un indicatore semplificato è il crack spread, cioè il margine tra prezzi dei prodotti raffinati e prezzo del greggio.

Il margine dipende da:

- prezzo del greggio;
- qualità del greggio;
- domanda di benzina, diesel e jet;
- costi energia;

- costi idrogeno;
- normative ambientali;
- capacita' delle unita';
- manutenzioni;
- logistica;
- stagionalita'.

Una raffineria tecnicamente eccellente puo' soffrire se il mercato dei prodotti e' debole o se il greggio adatto e' costoso. Una raffineria complessa puo' invece generare buoni margini se compra greggi pesanti scontati e li converte in prodotti pregiati.

7.30 Esempio di viaggio di un greggio

Immaginiamo un greggio medio, con una certa quantita' di zolfo. Arriva via nave o pipeline e viene stoccato in serbatoi. Viene desalinizzato per rimuovere acqua e sali. Entra nella distillazione atmosferica, dove la colonna separa gas, nafte, cherosene, gasoli e residuo atmosferico.

La nafta va a hydrotreating e poi a reforming o isomerizzazione per diventare componente benzina. Il cherosene viene trattato e puo' entrare nella pool jet fuel. Il gasolio viene desolfurato e va nella pool diesel. Il residuo atmosferico va alla vacuum distillation. I vacuum gas oils vanno a FCC o hydrocracker. Il vacuum residue va a coker, visbreaker o bitumi. I gas acidi vanno a recupero zolfo. Alla fine, streams diversi vengono miscelati per produrre GPL, benzina, diesel, jet fuel, coke, bitume e feedstock chimici.

Questa e' la raffineria: un sistema di smontaggio, trasformazione e rimontaggio molecolare.

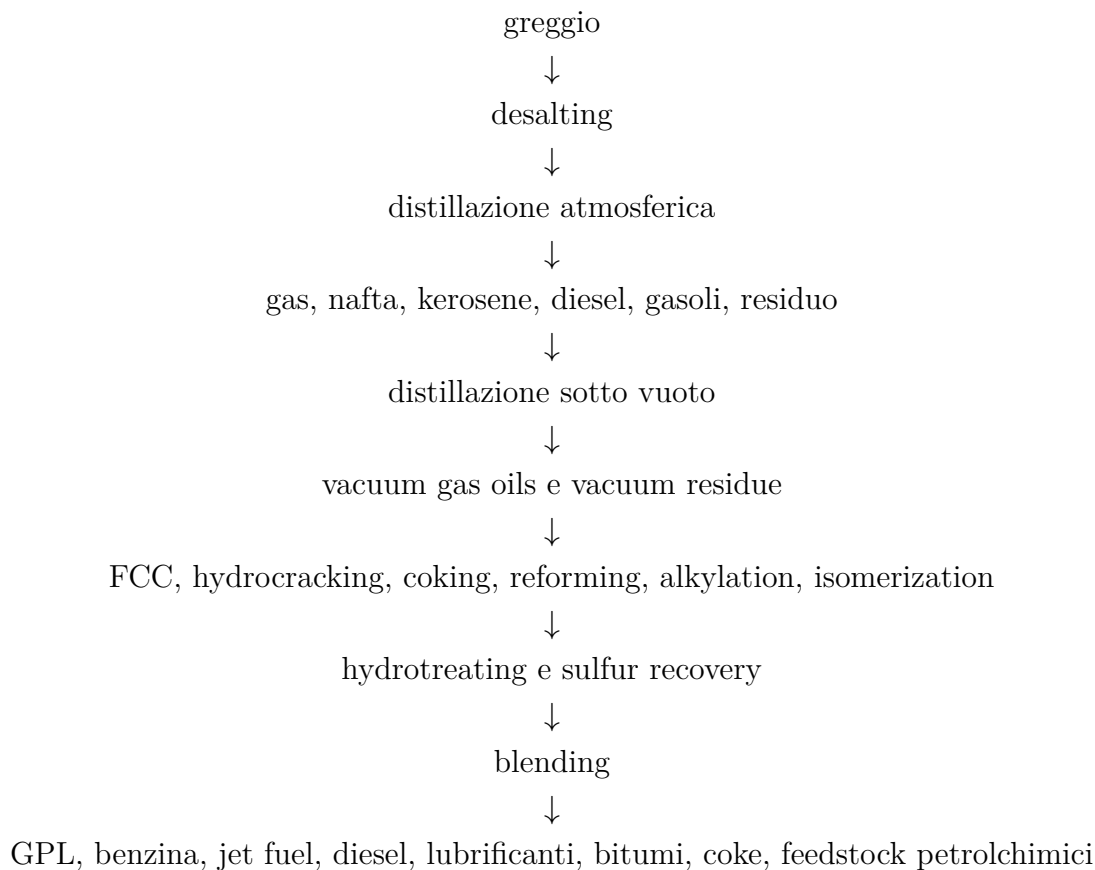
7.31 Idea centrale del modulo

La raffineria fa quattro cose:

1. separa;
2. trasforma;
3. purifica;
4. miscela.

La distillazione separa il greggio in frazioni. La conversione rompe, combina o riorganizza molecole per aumentare il valore. Il trattamento rimuove impurita' come zolfo, azoto, ossigeno, metalli e composti corrosivi. Il blending costruisce prodotti finali conformi a specifiche tecniche.

Il petrolio non diventa benzina per semplice ebollizione. Diventa benzina, diesel, jet fuel e feedstock petrolchimici attraverso una catena industriale sofisticata, energivora, catalitica e regolata.



7.32 Mini glossario

Crude slate Miscela di greggi lavorati da una raffineria.

Desalting Rimozione di acqua e sali dal greggio.

Distillazione atmosferica Prima separazione del greggio in frazioni a pressione prossima all'atmosferica.

Distillazione sotto vuoto Separazione dei residui pesanti a pressione ridotta.

Cut Frazione con intervallo di ebollizione definito.

FCC Fluid catalytic cracking, cracking catalitico fluido.

Hydrocracking Cracking in presenza di idrogeno.

Coking Conversione severa dei residui con produzione di coke.

Visbreaking Cracking termico moderato per ridurre viscosità dei residui.

Reforming Trasformazione della nafta in componenti ad alto ottano e idrogeno.

Isomerizzazione Conversione di catene lineari in ramificate.

Alkylation Produzione di alkylate da isobutano e olefine.

Hydrotreating Trattamento con idrogeno per rimuovere impurita'.

HDS Hydrodesulfurization, rimozione dello zolfo.

Reformate Prodotto del reforming, ad alto ottano.

Alkylate Componente benzina di alta qualita'.

Processing gain Aumento volumetrico dei prodotti rispetto al greggio per effetto della minore densita' media.

Blending Miscelazione finale per rispettare specifiche.

7.33 Concetti da memorizzare

1. Il greggio non e' un prodotto finito, ma una miscela da separare, convertire, trattare e miscelare.
2. La distillazione separa in frazioni, ma non cambia le molecole.
3. La conversione modifica la struttura molecolare per aumentare prodotti ad alto valore.
4. Le raffinerie complesse possono lavorare meglio greggi pesanti o sour.
5. Il desalting protegge la raffineria da sali, acqua, sedimenti e corrosione.
6. La distillazione sotto vuoto consente di separare frazioni pesanti senza cracking indesiderato.
7. FCC e hydrocracking sono processi di conversione, ma hanno logiche diverse.
8. Il reforming aumenta ottano e produce idrogeno.
9. L'hydrotreating e' essenziale per rimuovere zolfo e altre impurita'.
10. Il blending e' necessario per trasformare streams intermedi in prodotti commerciali conformi.
11. La petrolchimica usa frazioni e streams di raffineria come materia prima.
12. La raffineria e' insieme impianto chimico, sistema energetico, sistema di sicurezza e sistema ambientale.

7.34 Domande di controllo

1. Perche' e' sbagliato dire che la raffineria estrae benzina gia' pronta dal greggio?
2. Che differenza c'e' tra separazione, conversione e trattamento?

3. Perché il desalting è importante?
4. Che cosa separa la distillazione atmosferica?
5. Perché serve la distillazione sotto vuoto?
6. Qual è la differenza tra FCC e hydrocracking?
7. Perché il reforming è strategico per benzina e idrogeno?
8. A che cosa serve l'alkylation?
9. Perché l'hydrotreating è fondamentale nei carburanti moderni?
10. Che cosa significa blending?
11. Perché da un barile di greggio non si ottengono sempre gli stessi prodotti?
12. In che senso la raffineria è una rete di unità e non una linea singola?

Capitolo 8

Trasporto e logistica del petrolio

8.1 Idea fondamentale

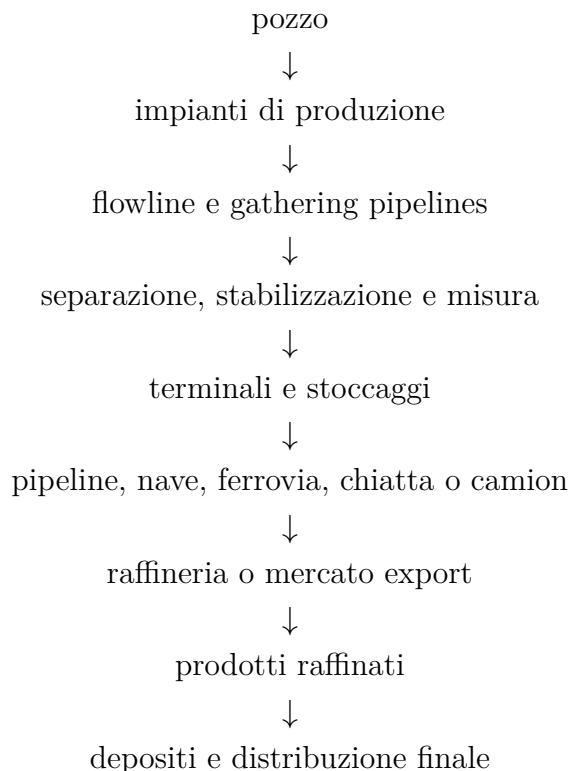
Il petrolio non e' soltanto una materia prima che si trova, si estrae e si raffina. E' anche una rete mondiale di trasporto, stoccaggio, porti, oleodotti, terminali, navi cisterna, assicurazioni, contratti, misure fiscali, rotte marittime e colli di bottiglia geopolitici.

Dopo la raffinazione, il punto decisivo diventa capire come si muove il sistema. Un barile puo' essere geologicamente presente, tecnicamente producibile e chimicamente utile, ma non avere pieno valore commerciale se non puo' arrivare dove serve, quando serve, con la qualita' richiesta e a un costo compatibile con il mercato. La logistica e' il passaggio che trasforma il barile fisico in barile commerciale.

Concetto chiave

La frase chiave del modulo e' questa: il petrolio vale davvero solo se puo' essere spostato. La geologia crea la risorsa, la produzione la porta in superficie, la raffinazione la trasforma, ma la logistica la rende disponibile al mercato.

La catena generale puo' essere letta cosi':



Questa sequenza mostra un fatto semplice ma spesso sottovalutato: il petrolio non è un flusso unico. È una serie di passaggi fisici e commerciali. A ogni passaggio cambiano responsabilità, proprietà, rischio, qualità, costo e documentazione.

8.2 Upstream, midstream e downstream

Nel settore petrolifero si usano spesso tre grandi segmenti:

Upstream esplorazione, perforazione e produzione;

Midstream raccolta, trasporto, trattamento, stoccaggio e logistica;

Downstream raffinazione, distribuzione dei prodotti, vendita e utilizzo finale.

Il Modulo 8 riguarda soprattutto il midstream, ma in realtà tocca tutti e tre i segmenti. Il greggio deve uscire dal campo di produzione, essere stabilizzato, arrivare a un punto di misura, entrare in pipeline o in un terminale, essere stoccato, miscelato, spedito a una raffineria o a un terminale export e infine trasformato in prodotti. I prodotti raffinati, a loro volta, devono uscire dalla raffineria e arrivare a depositi, aeroporti, stazioni di servizio, industrie, porti o impianti petrolchimici.

La EIA tratta importazioni ed esportazioni petrolifere distinguendo crude oil, petroleum products e altri liquidi petroliferi; questa distinzione è essenziale perché il commercio del petrolio non riguarda solo il greggio, ma anche benzina, diesel, jet fuel, GPL, nafta, fuel oil e altri prodotti [4].

8.3 Logistica del greggio e logistica dei prodotti

La prima distinzione operativa e' tra **crude logistics** e **product logistics**.

La logistica del greggio riguarda lo spostamento della materia prima dalle aree di produzione alle raffinerie o ai terminali di esportazione. Qui contano soprattutto qualita' del crude stream, compatibilita' con la raffineria, densita', zolfo, viscosita', acqua, sedimenti, metalli, asfalteni, stabilita' e disponibilita' dei sistemi di raccolta. Un greggio leggero e dolce non si comporta come un greggio pesante e acido; un greggio paraffinico puo' avere problemi di cere; un greggio ricco di asfalteni puo' essere sensibile a miscele sbragiate.

La logistica dei prodotti raffinati e' diversa. Qui non si trasporta una materia prima generica, ma prodotti che devono rispettare specifiche commerciali e normative precise. Benzina, diesel, jet fuel, GPL e nafta petrolchimica non possono essere trattati come se fossero intercambiabili. Una contaminazione modesta puo' degradare un prodotto, costringere a rilavorazione o renderlo inadatto alla vendita.

Aspetto	Greggio	Prodotti raffinati
Origine del flusso	Campo di produzione, terminale export, stoccaggio crude	Raffineria, deposito, terminale product
Destinazione tipica	Raffineria o terminale import	Depositi, aeroporti, stazioni, industria, petrolchimica
Parametro decisivo	Qualita' del crude grade e compatibilita' con impianto	Specifiche tecniche del prodotto finito
Rischio tipico	Miscelazione incompatibile, acqua, sedimenti, viscosita'	Contaminazione, fuori specifica, evaporazione, sicurezza
Valore logistico	Garantire flusso stabile alla raffineria	Consegnare prodotto conforme al mercato finale

Nel greggio conta molto il rapporto tra crude grade e configurazione della raffineria. Nei prodotti conta moltissimo la specifica: ottano per la benzina, cetano e proprieta' a freddo per il diesel, pulizia e stabilita' per il jet fuel, pressione e composizione per il GPL.

8.4 Dalla testa pozzo al primo stoccaggio

Subito dopo la produzione, il fluido che esce dal pozzo non e' normalmente greggio vendibile. Come visto nel Modulo 6, il pozzo produce spesso una miscela di olio, gas, acqua, solidi, sali e composti indesiderati. Prima del trasporto commerciale, il fluido deve essere separato e stabilizzato.

La prima logistica e' locale:



Questa fase non ha la visibilità delle grandi petroliere, ma è essenziale. Se il greggio non arriva dal pozzo al sistema principale, la catena si interrompe all'origine. Nei campi piccoli o remoti, il greggio può essere trasportato inizialmente via camion fino a un punto di raccolta. Nei campi grandi si usano reti di gathering pipelines. Offshore, il greggio può essere inviato a piattaforme, FPSO, terminali galleggianti, pipeline subsea o sistemi di esportazione marittima.

La stabilizzazione serve a rendere il greggio più sicuro e commerciabile. Se il greggio contiene troppi gas leggeri disciolti, la pressione di vapore può essere troppo alta per il trasporto o lo stoccaggio. Se contiene troppa acqua e sedimenti, la misura commerciale diventa meno affidabile e aumenta il rischio di corrosione, depositi e contestazioni contrattuali.

8.5 Oleodotti

Gli oleodotti sono il modo più efficiente per trasportare grandi volumi di petrolio su terra quando il flusso è continuo, prevedibile e di lungo periodo. Un oleodotto non è solo un tubo: è un sistema composto da tubazioni, stazioni di pompaggio, valvole, sistemi di misura, sistemi di controllo, serbatoi intermedi, dispositivi di sicurezza, protezione catodica, sale controllo e procedure operative.

Il principio fisico è semplice:

pompe → pressione → flusso nel tubo → terminale

Il sistema reale è però complesso. Bisogna gestire pressione, portata, attrito, viscosità, temperatura, qualità del fluido, corrosione, manutenzione, attraversamenti, rischio ambientale, interferenze esterne, monitoraggio e risposta agli incidenti. PHMSA, l'autorità statunitense per pipeline e hazardous materials, definisce la propria missione come protezione delle persone e dell'ambiente attraverso il trasporto sicuro di energia e materiali pericolosi [39]. Questo chiarisce che una pipeline non è soltanto infrastruttura economica: è infrastruttura critica.

8.5.1 Tipi di oleodotti

Nel linguaggio operativo conviene distinguere piu' livelli.

Le **gathering pipelines** raccolgono il greggio dai pozzi o dagli impianti di produzione. Sono spesso ramificate, distribuite sul territorio e collegate a separator, manifold e tank battery.

I **trunk pipelines** trasportano grandi volumi su lunghe distanze. Collegano un bacino produttivo a una raffineria, a un hub, a un terminale marittimo o a un sistema di stoccaggio.

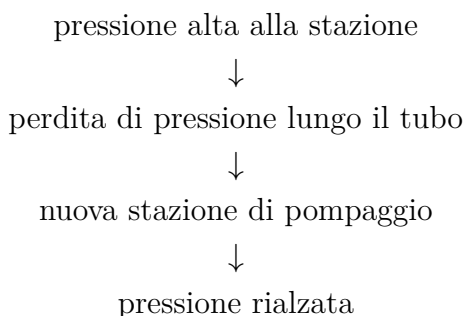
Le **product pipelines** trasportano prodotti raffinati, come benzina, diesel, jet fuel, kerosene e nafta. Possono funzionare per lotti successivi, cioe' per batch, con prodotti diversi nello stesso tubo.

Gli **export pipelines** collegano aree produttrici interne a terminali marittimi. Sono strategici per Paesi che producono petrolio lontano dalla costa o che vogliono raggiungere mercati internazionali senza dipendere esclusivamente da una rotta terrestre o marittima vulnerabile.

8.5.2 Perdite di carico e stazioni di pompaggio

Il petrolio non scorre gratis. Dentro una pipeline il fluido incontra attrito lungo la parete interna del tubo. La perdita di pressione dipende da lunghezza, diametro, rugosita', portata, densita', viscosita' e regime di moto. Piu' il fluido e' viscoso, piu' e' lunga la pipeline e piu' alta e' la portata, maggiore e' l'energia necessaria per muoverlo.

Le stazioni di pompaggio reintegrano energia lungo il percorso:



Un greggio leggero e poco viscoso e' piu' facile da trasportare. Un greggio pesante puo' richiedere riscaldamento, diluenti, blending con condensati o strategie dedicate. Un greggio paraffinico puo' depositare cere se la temperatura scende sotto condizioni critiche. Per questo la logistica si collega direttamente alla flow assurance: il problema non e' solo produrre petrolio, ma mantenerlo mobile.

8.5.3 Batch, interface e transmix

Una product pipeline puo' trasportare benzina, diesel, jet fuel e altri prodotti in sequenza. Non scorrono tutti insieme separati da pareti fisiche. Scorrono come lotti successivi:

benzina $\rightarrow$ interfaccia $\rightarrow$ diesel $\rightarrow$ interfaccia $\rightarrow$ jet fuel

Tra un lotto e l'altro nasce una zona di miscela, detta **interface** o **transmix**. Questa parte non puo' sempre essere venduta come prodotto finito. Puo' essere rilavorata in raffineria, declassata, inviata a trattamento o gestita in un circuito dedicato.

La sequenza dei batch viene quindi pianificata per ridurre contaminazione e perdita di valore. E' piu' razionale passare da prodotti compatibili o da specifiche meno sensibili, evitando salti che generino transmix difficili da recuperare. Il jet fuel e' un caso particolarmente delicato: richiede pulizia, stabilita' e controllo severo della contaminazione.

8.5.4 Integrita', pigging e sorveglianza

Le pipeline devono essere monitorate per tutta la vita utile. I problemi principali sono corrosione interna, corrosione esterna, danni meccanici, movimenti del terreno, difetti di saldatura, fatica, erosione, depositi, interferenze esterne, furti e sabotaggi.

Uno strumento fondamentale e' il **pig**. Il pig e' un dispositivo inserito nella pipeline e spinto dal flusso. Puo' servire a pulire, separare prodotti, rimuovere depositi, asciugare linee o ispezionare. Gli **intelligent pigs**, o smart pigs, misurano spessori, corrosione, ovalizzazioni, cricche, ammaccature e anomalie geometriche.

launcher $\rightarrow$ pig nella pipeline $\rightarrow$ pulizia o misura $\rightarrow$ receiver

Il pigging trasforma una struttura lunga centinaia o migliaia di chilometri in un'infrastruttura ispezionabile dall'interno. Questo e' essenziale perche' una pipeline non puo' essere controllata visivamente in ogni punto ogni giorno. Serve un sistema di gestione dell'integrita': progettazione, protezione catodica, rivestimenti, monitoraggio pressioni, sistemi SCADA, ispezioni, manutenzione e piani di emergenza.

8.6 Terminali petroliferi

Un terminale petrolifero e' un nodo logistico. Puo' ricevere, stoccare, miscelare, misurare, campionare, certificare e spedire greggio o prodotti raffinati. Non e' un semplice parcheggio per petrolio. E' un punto in cui il flusso fisico diventa anche flusso commerciale, perche' qui si misurano quantita', qualita' e responsabilita'.

Un terminale puo' includere:

- serbatoi di stoccaggio;
- pompe e linee interne;

- bracci di carico e scarico;
- banchine o boe offshore;
- misuratori fiscali;
- laboratorio qualità;
- sistemi antincendio;
- sistemi di recupero vapori;
- collegamenti pipeline, ferrovia, strada o chiatta.

Nei terminali export, il greggio viene ricevuto da pipeline o camion, stoccato, misurato e caricato su nave. Nei terminali import, viene scaricato da nave, controllato e inviato a raffinerie o stoccaggi interni. Nei terminali di prodotti, la priorità è spesso la segregazione: evitare che benzina, diesel, jet fuel o nafta si contaminino tra loro.

Il terminale è anche un punto di gestione documentale. Le quantità devono essere misurate a condizioni standard, la qualità deve essere campionata, il cargo deve essere associato a proprietario, origine, destinazione e documenti di trasporto.

8.7 Stoccaggio

Lo stoccaggio serve a separare nel tempo produzione, trasporto, raffinazione e consumo. Senza stoccaggio, l'intera catena dovrebbe essere perfettamente sincronizzata: il pozzo dovrebbe produrre esattamente quando la raffineria riceve, la nave dovrebbe arrivare esattamente quando il terminale è libero, il consumatore dovrebbe richiedere prodotto esattamente quando la raffineria lo produce. Nella realtà questo non accade.

Lo stoccaggio consente di assorbire ritardi, creare scorte commerciali, miscelare greggi, alimentare raffinerie in modo stabile, gestire emergenze, fare trading e stabilizzare la logistica. Esistono stoccaggi commerciali, gestiti da compagnie, trader o terminalisti, e riserve strategiche, gestite dagli Stati o da agenzie pubbliche per rispondere a crisi di approvvigionamento.

I serbatoi possono essere a tetto fisso o a tetto galleggiante. I tetti galleggianti riducono lo spazio di vapore e quindi le emissioni evaporative, particolarmente rilevanti per prodotti volatili. Per prodotti più pesanti o meno volatili possono essere usate configurazioni diverse.

8.7.1 Inventari, contango e backwardation

Il petrolio stoccato ha un costo: affitto del serbatoio, capitale immobilizzato, assicurazione, evaporazione, qualità, gestione operativa e rischio prezzo. Tuttavia può avere anche valore finanziario.

Se il mercato è in **contango**, il prezzo futuro è più alto del prezzo spot. In certe condizioni può convenire comprare oggi, stoccare e vendere in futuro, se la differenza di prezzo copre costo di stoccaggio, finanziamento, assicurazione e rischio.

Se il mercato e' in **backwardation**, il prezzo spot e' piu' alto del prezzo futuro. In questo caso lo stoccaggio e' meno attraente: il mercato premia la disponibilita' immediata.

contango → stoccaggio potenzialmente conveniente
backwardation → incentivo a vendere subito

Qui fisica e finanza si incontrano. Un serbatoio e' un oggetto industriale, ma puo' diventare anche uno strumento di arbitraggio temporale.

8.8 Hub petroliferi

Un hub e' un punto in cui convergono flussi, stoccaggi, contratti, qualita' e prezzi. Un hub importante non e' solo un luogo fisico: e' un riferimento commerciale. Per essere davvero rilevante deve offrire liquidita' fisica, capacita' di consegna, connessioni infrastrutturali, stoccaggio, operatori, qualita' misurabili e contratti riconosciuti.

Esempi importanti sono Cushing in Oklahoma, l'area ARA Amsterdam–Rotterdam–Antwerp, Singapore, Fujairah, Houston e la US Gulf Coast, Sidi Kerir e l'area SUMED, Yanbu e altri nodi regionali.

Cushing e' noto perche' e' punto di consegna fisica del benchmark WTI. ARA e' centrale per prodotti raffinati europei. Singapore e' un grande hub asiatico di raffinazione, trading e bunkering. Fujairah e' strategica perche' si trova sul Golfo di Oman, fuori dallo Stretto di Hormuz, e quindi puo' funzionare come punto logistico alternativo per alcuni flussi.

Un hub conta perche' riduce l'isolamento logistico. Dove ci sono piu' pipeline, serbatoi, qualita' standardizzate e operatori, il petrolio e i prodotti possono essere comprati, venduti, miscelati e ridiretti piu' facilmente.

8.9 Navi petroliere

Il trasporto marittimo e' il cuore della logistica globale del petrolio. Gli oceani non si attraversano con pipeline, salvo casi limitati. Per spostare greggio e prodotti raffinati tra continenti servono navi cisterna.

Una distinzione operativa importante e' tra:

Dirty tankers navi per greggio, fuel oil e prodotti pesanti;

Clean tankers navi per prodotti raffinati puliti, come benzina, diesel, jet fuel e nafta.

La distinzione non e' estetica, ma commerciale e operativa. Una nave che trasporta prodotti puliti deve controllare con attenzione residui, lavaggio cisterne, contaminazione e compatibilita' del carico precedente. Una nave dirty puo' trasportare greggi o prodotti pesanti, ma non puo' essere impiegata indifferentemente per un jet fuel senza procedure e standard adeguati.

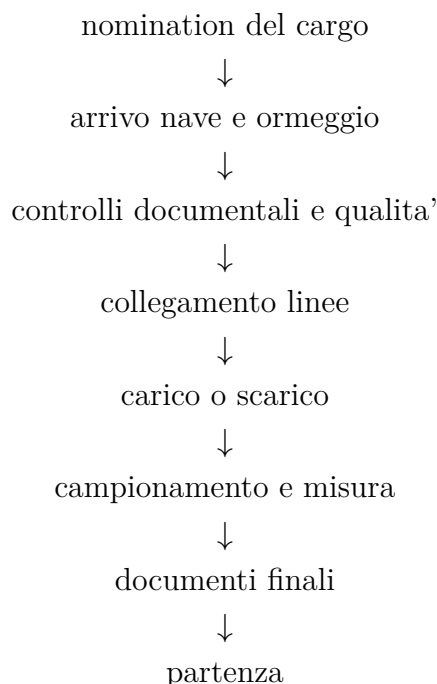
La EIA descrive la classificazione AFRA delle tanker come un sistema usato per standardizzare termini contrattuali, costi di trasporto e capacita' delle navi di accedere a porti, stretti e canali [5]. Le classi principali possono essere riassunte cosi':

Classe	Uso tipico	Significato logistico
MR	Prodotti raffinati	Navi relativamente flessibili, adatte a molti porti e rotte regionali.
LR1/LR2	Prodotti e talvolta greggio	Maggiore capacita', usate su rotte piu' lunghe e porti grandi.
Aframax	Greggio regionale	Buon compromesso tra capacita' e accessibilita' portuale.
Suezmax	Greggio su rotte intercontinentali	Dimensione collegata alla possibilita' di transito nel sistema Suez in condizioni operative compatibili.
VLCC	Grandi rotte di greggio	Economie di scala elevate, tipiche di flussi Medio Oriente-Asia.
ULCC	Grandissimi volumi	Capacita' molto alta, ma necessita' di terminali specializzati.

Le VLCC sono decisive per i grandi flussi di greggio. Una VLCC puo' trasportare circa due milioni di barili, con variazioni secondo densita' del cargo e configurazione della nave [5]. Questo spiega perche' il costo unitario per barile puo' essere basso, ma anche perche' servono terminali, fondali, bracci di carico, boe offshore e procedure adeguate.

8.10 Carico, scarico e documenti

Il caricamento di una petroliera puo' avvenire in banchina tramite bracci di carico oppure offshore tramite sistemi come SPM, single point mooring. Il processo non e' semplicemente "aprire una valvola". Richiede nomination del cargo, verifica della nave, controlli documentali, analisi qualita', allineamento delle linee, ormeggio, connessioni, misure, campionamento, carico, calcoli finali e documenti.



Nel commercio petrolifero, una nave e' anche un pacchetto di documenti. Bisogna sapere quantita', qualita', densita', temperatura, contenuto acqua e sedimenti, API gravity, zolfo, origine, proprietario, destinazione e responsabilita' contrattuali.

8.11 Custody transfer

Quando il petrolio passa da un soggetto a un altro, serve una misura commerciale affidabile. Questo momento si chiama **custody transfer**. Non basta affermare che una nave e' stata caricata: bisogna determinare quanto petrolio e' stato trasferito e quale qualita' aveva.

Si misurano volume, temperatura, densita', BS&W, zolfo, API gravity e contaminanti rilevanti. Poiche' il volume cambia con la temperatura, le quantita' vengono corrette a condizioni standard. Questo permette di confrontare carichi misurati in ambienti diversi e in momenti diversi.

Il custody transfer e' tecnico e legale insieme. Se una parte vende un milione di barili, il compratore deve poter verificare che quei barili esistano, che siano della qualita' pattuita e che le correzioni di misura siano state applicate correttamente. Per questo terminali e pipeline usano sistemi di misura, campionamento e contabilita' molto rigorosi.

8.12 Noli, chartering e demurrage

Le navi petroliere possono essere noleggiate. Il mercato del noleggio si chiama **chartering**. Le forme piu' comuni sono il voyage charter, il time charter e il contract of affreightment.

Nel **voyage charter**, la nave viene noleggiata per un viaggio specifico. Nel **time charter**,

viene noleggiata per un periodo. Nel **contract of affreightment**, l'accordo riguarda il trasporto di una certa quantita' di cargo lungo un periodo, spesso con piu' viaggi.

Il costo del trasporto dipende da disponibilita' di navi, distanza, carburante marino, rischio geopolitico, stagionalita', congestione portuale, assicurazioni, dimensione nave, rotta e tempi di attesa. La **demurrage** e' il costo pagato quando la nave resta ferma oltre il tempo contrattualmente concesso per carico o scarico. Non e' un dettaglio amministrativo: un ritardo in porto puo' costare molto e puo' alterare l'economia di un'intera operazione.

8.13 Rotte marittime e chokepoints

I chokepoints sono passaggi obbligati o quasi obbligati lungo le rotte energetiche mondiali. Possono essere stretti, canali, passaggi marittimi o infrastrutture che concentrano grandi flussi. La EIA dedica una sezione ai World Oil Transit Chokepoints proprio perche' questi punti sono centrali nella sicurezza energetica globale [6].

I principali chokepoints petroliferi includono:

- Stretto di Hormuz;
- Stretto di Malacca;
- Canale di Suez e pipeline SUMED;
- Bab el-Mandeb;
- Stretti Turchi;
- Canale di Panama;
- Danish Straits;
- Capo di Buona Speranza come rotta alternativa.

Questi punti non sono equivalenti. Alcuni sono vitali per il greggio, altri per prodotti raffinati, altri per LNG o traffici regionali. Il principio comune e' che, se un chokepoint si blocca o diventa rischioso, aumentano tempi, costi, noli, assicurazioni e volatilita' dei prezzi.

8.13.1 Stretto di Hormuz

Lo Stretto di Hormuz collega il Golfo Persico al Golfo di Oman e quindi all'Oceano Indiano. E' il passaggio marittimo critico per molte esportazioni di Arabia Saudita, Iraq, Kuwait, Qatar, Emirati Arabi Uniti e Iran, anche se alcuni Paesi dispongono di infrastrutture parzialmente alternative.

Hormuz e' probabilmente il chokepoint petrolifero piu' sensibile al mondo. Il suo peso non dipende solo dal volume fisico che lo attraversa, ma anche dalla struttura della domanda. Molti flussi provenienti dal Golfo Persico sono diretti verso l'Asia: Cina, India,

Giappone, Corea del Sud e altri importatori. Per questo Hormuz e' insieme un problema mediorientale, asiatico e globale.

Esistono pipeline alternative, per esempio verso il Mar Rosso o verso Fujairah, ma non sostituiscono integralmente la capacita' marittima dello stretto. La logistica puo' ridurre il rischio, non cancellarlo.

8.13.2 Stretto di Malacca

Lo Stretto di Malacca collega Oceano Indiano e Mar Cinese Meridionale, passando tra Malesia, Indonesia e Singapore. E' fondamentale per i flussi Medio Oriente-Asia orientale. La sua importanza dipende dalla combinazione tra traffico energetico, traffico containerizzato, vicinanza a Singapore e ruolo dell'Asia come grande area importatrice.

Se Malacca fosse congestionato o insicuro, molte navi dovrebbero deviare verso Sunda, Lombok o altre rotte indonesiane. Questo aumenterebbe distanza, tempo, carburante e costo nave. Malacca e' quindi il simbolo della vulnerabilita' asiatica: una parte consistente dell'energia diretta ai grandi consumatori orientali passa attraverso pochi corridoi marittimi.

8.13.3 Suez, SUMED e Bab el-Mandeb

Il Canale di Suez collega Mar Rosso e Mediterraneo. Per il petrolio lavora insieme alla pipeline SUMED, che attraversa l'Egitto dal Mar Rosso al Mediterraneo. Questo sistema e' importante per i flussi tra Medio Oriente, Europa e Nord America, perche' evita la rotta molto piu' lunga attorno al Capo di Buona Speranza.

Bab el-Mandeb e' il cancello meridionale del Mar Rosso. Collega il Mar Rosso al Golfo di Aden e all'Oceano Indiano. Suez e Bab el-Mandeb sono quindi legati:

Oceano Indiano → Bab el-Mandeb → Mar Rosso → Suez → Mediterraneo

Se Bab el-Mandeb diventa insicuro, anche Suez perde attrattivita' per molti traffici. Le deviazioni verso il Capo di Buona Speranza allungano le rotte, aumentano consumo di carburante e immobilizzano le navi piu' a lungo.

8.13.4 Stretti Turchi e Canale di Panama

Gli Stretti Turchi, cioe' Bosforo e Dardanelli, collegano Mar Nero e Mediterraneo. Sono importanti per flussi provenienti da Russia, Kazakistan, Azerbaigian e altri sistemi legati al Mar Nero. Sono delicati per ragioni nautiche, ambientali e urbane: il traffico attraversa una zona densamente abitata, in particolare Istanbul.

Il Canale di Panama collega Atlantico e Pacifico. Per il petrolio non ha sempre lo stesso peso di Hormuz o Malacca, ma puo' essere importante per prodotti raffinati, GPL, LNG e flussi tra Americhe e Asia. Il caso Panama mostra che un chokepoint non e' vulnerabile

soltanto a guerre o pirateria: puo' esserlo anche per siccita', disponibilita' d'acqua, limiti di pescaggio, manutenzione e regolazione.

8.13.5 Capo di Buona Speranza come rotta alternativa

Quando Suez o il Mar Rosso diventano rischiosi, molte navi possono deviare attorno al Capo di Buona Speranza. Questa rotta e' piu' lunga. Significa piu' giorni di viaggio, piu' carburante, piu' navi necessarie per mantenere lo stesso flusso, maggiori costi operativi e ritardi nelle consegne.

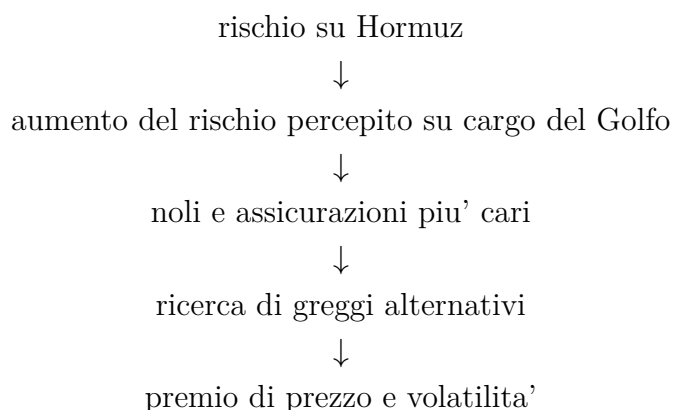
Il punto tecnico e' che una deviazione non rallenta solo una singola nave. Riduce la disponibilita' effettiva della flotta globale, perche' ogni nave resta impegnata piu' a lungo. Se il viaggio medio dura di piu', a parita' di flotta disponibile si riduce la capacita' di trasporto nel tempo.

8.14 Perche' i chokepoints muovono i prezzi

Quando un chokepoint e' a rischio, il mercato reagisce anche prima che il petrolio manchi fisicamente. Reagiscono prezzo spot, futures, noli, assicurazioni, premi di rischio, scorte, arbitraggio regionale e costi di raffinazione.

Il prezzo del petrolio non riflette solo domanda e offerta fisica del giorno. Riflette anche il rischio che domani un flusso non arrivi, che una nave debba deviare, che un assicuratore aumenti il premio, che una raffineria debba cercare un greggio alternativo o che una pipeline diventi congestionata.

Esempio concettuale:



Anche una raffineria che ha scorte puo' vedere salire il costo opportunita' del greggio, perche' il mercato incorpora il rischio futuro.

8.15 Assicurazione marittima e war risk

Le petroliere devono essere assicurate. In aree ad alto rischio possono aumentare i premi assicurativi, in particolare il **war risk premium**. Se una rotta diventa pericolosa, non basta chiedersi se la nave possa tecnicamente passare. Bisogna chiedersi se l'armatore accetta il rischio, se l'assicuratore copre il viaggio, quanto costa il premio, se l'equipaggio accetta, se il charterer paga il sovrapprezzo, se ci sono sanzioni e se la bandiera o le autorità pongono restrizioni.

La logistica petrolifera è quindi anche un sistema legale-finanziario. Una nave può essere fisicamente disponibile ma commercialmente inutilizzabile se assicurazione, banca, sanzioni, documenti o rischio equipaggio rendono il viaggio non praticabile.

8.16 Sanzioni e shadow fleet

Le sanzioni possono modificare in modo profondo la logistica del petrolio. Non cambiano solo chi compra e chi vende, ma anche rotte, navi, assicurazioni, tracciamento, banche, documenti, prezzi e rischio ambientale.

Negli ultimi anni è diventato più importante il tema delle **shadow fleet**, cioè flotte opache usate per trasportare greggio o prodotti soggetti a restrizioni o sanzioni. Queste navi possono avere strutture proprietarie complesse, cambi di bandiera, assicurazioni meno trasparenti e pratiche di tracciamento problematiche.

Questo non è un dettaglio marginale. Se una parte crescente del commercio si sposta su navi meno trasparenti, aumenta il rischio di incidenti, evasione delle sanzioni, contestazioni commerciali e difficoltà di intervento in caso di sversamento. La logistica moderna non è più soltanto "da A a B". Comprende origine del cargo, proprietà della nave, assicurazione, bandiera, tracciamento AIS, banca, lettera di credito, sanzioni e documenti.

8.17 Qualità del greggio e compatibilità logistica

Non tutti i greggi possono essere miscelati senza conseguenze. La logistica deve rispettare qualità e compatibilità. Problemi possibili sono precipitazione di asfalteni, aumento dello zolfo medio, variazione dell'API gravity, contaminazione con acqua o sedimenti, instabilità durante il trasporto e perdita di valore commerciale.

Il blending può essere utile per costruire una qualità commerciale desiderata, ma deve essere controllato. Non significa mischiare a caso. Una raffineria compra crude grades con aspettative precise di densità, zolfo, metalli, acidità, resa e comportamento in desalting, distillazione e conversione. Se riceve un greggio fuori specifica, può avere problemi di corrosione, catalizzatori, rese, trattamento e stabilità dei prodotti.

8.18 Logistica dei prodotti raffinati

I prodotti raffinati sono spesso piu' sensibili del greggio alla contaminazione. Il jet fuel richiede pulizia estrema. La benzina deve rispettare ottano, pressione di vapore, contenuto di ossigenati, zolfo e volatilita' stagionale. Il diesel deve rispettare cetano, zolfo, proprieta' a freddo, stabilita' e lubrificita'. Il GPL richiede sistemi in pressione e controllo della composizione.

La catena tipica dei prodotti e':



Per aeroporti, grandi citta', porti e industrie, questa logistica e' essenziale. Un problema in una raffineria, in una pipeline o in un deposito puo' trasformarsi rapidamente in carenza locale di carburante. A differenza del greggio, molti prodotti finali hanno meno tolleranza per deviazioni di qualita': un cargo fuori specifica puo' dover essere rilavorato o declassato.

8.19 Distribuzione finale, ferrovia e barge

L'ultimo miglio e' spesso fatto con camion, specialmente per carburanti destinati a stazioni di servizio, piccoli depositi, clienti industriali o aree non collegate a pipeline. Il camion e' piu' costoso per unita' trasportata rispetto a pipeline o nave, ma e' flessibile. Non e' inefficiente in assoluto: e' inefficiente per lunghissime distanze e grandi volumi, ma adatto alla distribuzione capillare.

La ferrovia diventa importante quando la produzione cresce piu' rapidamente della capacita' pipeline o quando servono mercati non collegati da oleodotti. Offre flessibilita', ma comporta rischi, costi e vincoli diversi.

Le barges, cioe' chiatte fluviali o costiere, sono importanti in sistemi con vie d'acqua interne o reti portuali: Mississippi, Reno, laghi, canali e coste. Possono trasportare prodotti raffinati, fuel oil, greggio e feedstock.

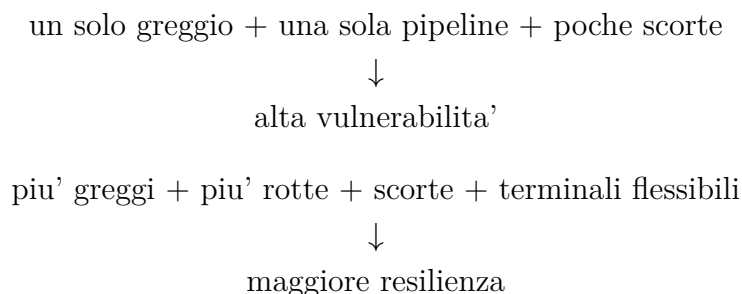
Modalita'	Punto forte	Limite principale
Pipeline	Economica, continua, adatta a grandi volumi stabili	Poco flessibile, capitale elevato, percorso fisso

Nave	Enorme capacita' internazionale	Dipende da porti, rotte, meteo, chokepoints e assicurazioni
Ferrovia	Flessibile su terra e piu' rapida da attivare di una pipeline	Costo e rischio superiori alla pipeline per grandi flussi continui
Barge	Efficiente su vie d'acqua interne	Limitata da geografia, livelli d'acqua e infrastrutture portuali
Camion	Capillare, adatto all'ultimo miglio	Costoso per grandi volumi e lunghe distanze

8.20 Flessibilita' e ridondanza

Una rete petrolifera robusta non dipende da una sola via. Ha ridondanza: piu' porti, piu' pipeline, piu' stoccaggi, piu' fornitori, piu' rotte e piu' qualita' compatibili.

La vulnerabilita' nasce quando un sistema dipende da un solo chokepoint, una sola raffineria, una sola pipeline o un solo crude grade. Una raffineria progettata per un solo greggio, collegata a un'unica pipeline e senza stoccaggio sufficiente e' vulnerabile. Una raffineria capace di lavorare piu' greggi, con piu' rotte di approvvigionamento, scorte adeguate e terminali flessibili e' piu' resiliente.



8.21 Logistica e raffinerie

Le raffinerie non sono tutte uguali e non possono lavorare qualsiasi greggio con la stessa efficienza. Una raffineria complessa puo' comprare greggi pesanti e sour, spesso a sconto, se ha coker, hydrocracker, desolforazione e produzione di idrogeno adeguate. Una raffineria semplice puo' preferire greggi leggeri e dolci, perche' non ha capacita' sufficiente per convertire residui o rimuovere grandi quantita' di zolfo.

La logistica deve quindi consegnare il **crude slate** giusto. Non trasporta petrolio generico. Trasporta qualita' specifiche verso impianti specifici.

Questo vale anche in uscita. Una raffineria produce una gamma di prodotti che devono trovare sbocco logistico. Se produce molto jet fuel, serve accesso ad aeroporti o mercati aviation. Se produce molto diesel, servono depositi e reti di distribuzione adatti. Se produce coke o bitumi, servono terminali e clienti industriali compatibili.

8.22 Logistica e prezzi locali

Il prezzo del petrolio non è unico nel mondo. Esistono differenziali tra Brent, WTI, Dubai, Oman e molti altri crude grades. Una parte del differenziale deriva dalla qualità, ma una parte deriva dalla logistica.

Se una regione produce molto petrolio ma non ha abbastanza pipeline, il prezzo locale può scendere rispetto ai benchmark. Se una raffineria è lontana dai porti o dipende da una pipeline congestionata, può pagare di più. Se un greggio è difficile da esportare, il produttore può dover accettare uno sconto. Se invece un terminale ha accesso a più mercati, può valorizzare meglio il cargo.

In forma concettuale:

$$\begin{aligned}\text{valore netto al produttore} &= \text{prezzo al mercato} \\ &\quad - \text{trasporto} \\ &\quad - \text{tariffe} \\ &\quad - \text{stoccaggio} \\ &\quad - \text{rischio qualità}\end{aligned}$$

La logistica crea o distrugge valore. Non è un costo accessorio: è parte della formazione del prezzo.

8.23 Sicurezza, ambiente e incidenti

Trasportare petrolio significa gestire rischio. I rischi principali sono sversamenti, incendi, esplosioni, collisioni, rotture pipeline, errori operativi, sabotaggi, furti, condizioni meteo, instabilità politica e incidenti portuali.

Per le navi, IMO sottolinea che le regole MARPOL e le misure costruttive e operative hanno contribuito a ridurre l'inquinamento da petrolio, compresi requisiti come segregated ballast tanks e doppio scafo per molte petroliere moderne [40]. Le regole sul doppio scafo sono state introdotte per ridurre il rischio di sversamento in caso di incidenti e sono state rese obbligatorie per nuove tanker di certe dimensioni secondo MARPOL Annex I [41].

Per ridurre il rischio servono monitoraggio pressioni, valvole di blocco, ispezioni, pigging intelligente, controllo corrosione, sistemi antincendio, doppio scafo, piani antiversamento, tracciamento AIS, procedure portuali, formazione equipaggi e piani di emergenza.

La sicurezza non elimina il rischio, ma lo riduce e lo rende gestibile. Una rete petrolifera moderna deve essere progettata non solo per trasportare volumi, ma per prevenire incidenti e reagire rapidamente quando accadono.

8.24 Riserve strategiche

Le riserve strategiche sono scorte governative pensate per emergenze energetiche. Non sono scorte commerciali ordinarie e non servono semplicemente a fare trading, anche se il loro uso puo' avere effetti di mercato. Servono a mitigare shock: guerre, disastri naturali, interruzioni di rotte, crisi geopolitiche o blocchi infrastrutturali.

Il Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti descrive la Strategic Petroleum Reserve come una riserva di emergenza di greggio a supporto della sicurezza energetica nazionale [47]. Il punto da ricordare e' che una riserva strategica non elimina il problema logistico. Se manca diesel in una regione, non basta avere greggio stoccato altrove: servono raffinerie disponibili, pipeline, terminali, trasporto prodotto e distribuzione finale. La riserva strategica puo' dare tempo al sistema, ma non sostituisce l'intera catena industriale.

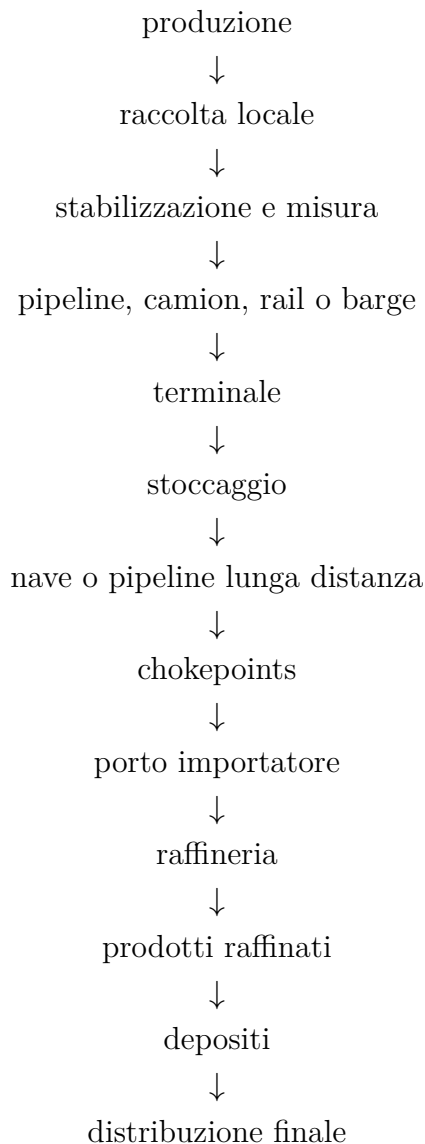
8.25 Il viaggio completo di un barile

Un barile puo' fare un viaggio molto lungo:



A ogni passaggio ci sono costi, rischi, documenti, misure, assicurazioni, qualità e tempi. Il petrolio è liquido, quindi sembra facile da trasportare. In realtà la sua logistica è una delle reti industriali più complesse del mondo.

8.26 Schema finale del modulo



8.27 Mini glossario

Midstream Segmento del settore petrolifero che comprende raccolta, trasporto, stoccaggio, trattamento e logistica.

Gathering pipeline Pipeline di raccolta dai pozzi o dagli impianti di produzione.

Trunk pipeline Oleodotto principale a lunga distanza.

Product pipeline Pipeline per prodotti raffinati.

Terminale Nodo di stoccaggio, misura, carico e scarico.

Tank farm Area con serbatoi di stoccaggio.

Custody transfer Passaggio commerciale misurato tra soggetti.

Batch Lotto di prodotto trasportato in sequenza in una pipeline.

Transmix Miscela tra due batch successivi.

Pig Dispositivo inserito in pipeline per pulizia, separazione o ispezione.

Dirty tanker Nave per greggio o prodotti pesanti.

Clean tanker Nave per prodotti raffinati puliti.

VLCC Very Large Crude Carrier, grande petroliera per greggio.

SPM Single point mooring, sistema di ormeggio e caricamento offshore.

Demurrage Costo per ritardo oltre il tempo contrattuale di carico o scarico.

Chokepoint Passaggio strategico vulnerabile lungo una rotta commerciale.

Contango Situazione in cui i prezzi futuri sono superiori allo spot.

Backwardation Situazione in cui il prezzo spot e' superiore ai prezzi futuri.

War risk premium Premio assicurativo aggiuntivo per aree di guerra o rischio elevato.

Shadow fleet Flotta opaca usata in traffici sanzionati o poco trasparenti.

Strategic reserve Riserva governativa per emergenze energetiche.

8.28 Concetti da memorizzare

1. Il petrolio ha valore commerciale solo se puo' essere trasportato, stoccato, misurato e consegnato.
2. La logistica del greggio e la logistica dei prodotti raffinati hanno problemi diversi.
3. Il greggio deve essere separato e stabilizzato prima del trasporto commerciale.
4. Gli oleodotti sono efficienti per grandi volumi continui, ma sono infrastrutture critiche e rigide.
5. Le product pipelines lavorano spesso per batch e devono gestire transmix e contaminazione.
6. Terminali e stoccaggi sono nodi commerciali, non semplici depositi fisici.
7. I tanker rendono possibile il commercio intercontinentale di greggio e prodotti.
8. Custody transfer significa misura commerciale controllata del passaggio di proprieta'.
9. I chokepoints influenzano prezzi, noli, assicurazioni e sicurezza energetica.

10. La logistica crea differenziali di prezzo tra aree, benchmark e crude grades.
11. La resilienza richiede ridondanza: piu' rotte, piu' scorte, piu' fornitori e piu' infrastrutture.
12. Le riserve strategiche aiutano nelle crisi, ma non sostituiscono raffinerie, pipeline, terminali e distribuzione.

8.29 Domande di controllo

1. Perche' il petrolio non ha pieno valore se non puo' essere trasportato?
2. Che differenza c'e' tra upstream, midstream e downstream?
3. Perche' la logistica del greggio e' diversa da quella dei prodotti raffinati?
4. Che cosa succede al fluido prodotto prima che diventi greggio commerciabile?
5. Perche' gli oleodotti richiedono stazioni di pompaggio?
6. Che cosa sono batch, interface e transmix?
7. A che cosa serve il pigging?
8. Perche' un terminale petrolifero e' anche un nodo commerciale?
9. Perche' lo stoccaggio puo' avere valore finanziario?
10. Che cosa rende un hub petrolifero rilevante?
11. Che differenza c'e' tra dirty tanker e clean tanker?
12. Che cosa significa custody transfer?
13. Perche' la demurrage puo' incidere sull'economia di un cargo?
14. Perche' Hormuz, Malacca, Suez e Bab el-Mandeb sono chokepoints strategici?
15. Perche' una deviazione via Capo di Buona Speranza riduce la capacita' effettiva della flotta?
16. Perche' le sanzioni cambiano la logistica del petrolio?
17. Perche' non tutti i greggi possono essere miscelati liberamente?
18. Perche' una riserva strategica non risolve da sola una crisi di carburanti raffinati?

Capitolo 9

Economia del petrolio

9.1 Idea fondamentale

In questo modulo il petrolio smette di essere soltanto roccia, pozzo, impianto, raffineria e nave. Diventa una **commodity globale**. Una commodity e' una materia prima scambiata su mercati fisici e finanziari, con prezzi osservabili, qualita' comparabili, contratti standardizzati e flussi internazionali.

Il petrolio, pero', e' una commodity particolare. E' fisica, perche' deve essere estratta, trasportata, stoccata e raffinata. E' finanziaria, perche' viene comprata e venduta tramite contratti indicizzati, futures, opzioni, swap e spread. E' geopolitica, perche' molte riserve, rotte e infrastrutture si trovano in aree politicamente sensibili. E' macroeconomica, perche' influenza inflazione, trasporti, bilance commerciali, valute, finanza pubblica e costo della vita.

Concetto chiave

Il petrolio non ha un solo prezzo. Ha molti prezzi collegati tra loro: prezzi spot, futures, benchmark, differenziali di qualita', differenziali logistici, margini di raffinazione, premi di rischio, noli, assicurazioni e formule contrattuali. Capire l'economia del petrolio significa capire come questi prezzi si parlano.

La struttura mentale del modulo e' questa:



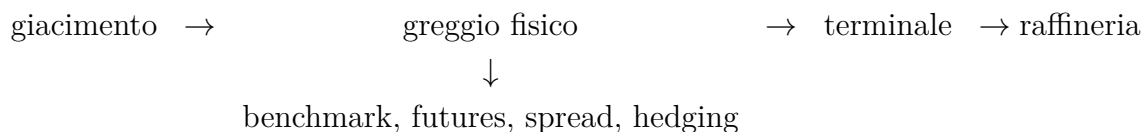
9.2 Il mercato del petrolio non e' un mercato unico

Quando si legge che “il prezzo del petrolio sale”, la prima domanda tecnica dovrebbe essere: **quale petrolio?** Brent? WTI? Dubai? Oman? OPEC Reference Basket? Un cargo fisico caricato in un certo porto? Un contratto future con scadenza specifica? Un prezzo spot? Un prezzo alla raffineria? Un prezzo doganale? Un prezzo di benzina, diesel o jet fuel?

Il mercato petrolifero e' una rete di mercati collegati:

- mercato fisico del greggio;
- mercato fisico dei prodotti raffinati;
- contratti a termine fra produttori, trader e raffinerie;
- mercati futures su Brent, WTI, Oman, gasoline, heating oil, gasoil e altri prodotti;
- mercati OTC per swap, opzioni e spread;
- mercati dei noli tanker;
- mercati dello stoccaggio;
- mercati della raffinazione e dei margini;
- assicurazioni, credito, valute e rischio geopolitico.

Il mercato fisico riguarda barili reali: cargo caricati su petroliere, consegne via pipeline, vendite da compagnie nazionali a raffinerie, scambi tra trader e contratti di approvvigionamento. Il mercato finanziario riguarda strumenti che permettono di fissare, trasferire o assumere rischio di prezzo. I due mondi non sono separati: il prezzo dei futures entra nelle formule dei contratti fisici, mentre tensioni fisiche come scorte basse, interruzioni logistiche o domanda forte muovono i futures.



9.3 Unita' di misura

L'unita' classica del petrolio e' il **barile**, abbreviato bbl. Nel settore petrolifero un barile corrisponde a 42 galloni statunitensi, cioe' circa 159 litri. Questa unita' e' convenzionale: non significa che il petrolio viaggi davvero in barili fisici, ma che i volumi commerciali vengono espressi con questa misura.

I flussi si misurano spesso in barili al giorno:

b/d barili al giorno;

kb/d migliaia di barili al giorno;

mb/d milioni di barili al giorno, nel linguaggio petrolifero internazionale;

boe barrel of oil equivalent, usato per confrontare petrolio, gas e altri idrocarburi su base energetica.

La massa, invece, si misura in tonnellate. La conversione tra barili e tonnellate non e' fissa, perche' dipende dalla densita' del greggio. Un greggio leggero contiene piu' barili per tonnellata rispetto a un greggio pesante. Per questo contratti, statistiche doganali, contabilita' energetiche e trasporti possono usare unita' diverse.

Altre grandezze economiche importanti sono:

- prezzo in dollari per barile;
- API gravity, per densita' e leggerezza del greggio;
- contenuto di zolfo, per distinguere sweet e sour;
- resa in prodotti raffinati;
- costo per barile;
- margine per barile;
- produzione giornaliera;
- riserve recuperabili.

9.4 Prezzo: domanda, offerta e aspettative

Il prezzo del petrolio nasce dall'incontro tra domanda e offerta globali. La EIA evidenzia che la crescita economica e' uno dei principali fattori della domanda petrolifera, perche'

economie in crescita richiedono piu' energia, soprattutto per trasportare merci e persone; i prodotti petroliferi restano centrali nel trasporto stradale, nella logistica, nell'aviazione, nello shipping e in vari usi industriali [7].

Nel breve periodo, sia domanda sia offerta sono rigide. Se il prezzo della benzina sale, milioni di persone non possono cambiare auto, casa, lavoro o infrastruttura di trasporto in una settimana. Se il prezzo del greggio sale, una compagnia non puo' sviluppare un grande campo offshore in un mese. Questa bassa elasticita' di breve periodo rende il prezzo volatile: piccoli squilibri fisici possono generare grandi movimenti di prezzo. La EIA collega esplicitamente la volatilita' del prezzo petrolifero alla bassa reattivita' di domanda e offerta nel breve periodo [7].

Una formula mentale utile e':

$$\begin{aligned}\text{prezzo del petrolio} = & \text{equilibrio fisico attuale} \\ & + \text{aspettative future} \\ & + \text{rischio geopolitico} \\ & + \text{livello scorte} \\ & + \text{spare capacity} \\ & + \text{condizioni finanziarie}\end{aligned}$$

Il prezzo non guarda solo il presente. Guarda anche il possibile futuro. Se oggi non manca petrolio, ma il mercato teme che domani possa mancare, il prezzo puo' incorporare un premio di rischio.

9.5 Prezzi come segnali

Il prezzo e' un segnale. Se sale, comunica che il mercato percepisce scarsita', rischio o domanda forte. Se scende, comunica abbondanza, domanda debole o minore rischio percepito. La EIA descrive il mercato petrolifero come una sorta di asta globale: migliaia di transazioni avvengono contemporaneamente lungo la catena, e i prezzi spot e futures trasmettono informazioni su equilibrio fisico, aspettative e disponibilita' di offerta [7].

Questa visione e' importante per evitare un errore: il prezzo non e' solo una conseguenza meccanica di produzione e consumo. E' anche un sistema informativo. Condensa dati fisici, aspettative, paura, fiducia, condizioni finanziarie, vincoli logistici e politiche dei produttori.

9.6 Benchmark: Brent, WTI, Dubai/Oman e ORB

Non esiste "il" petrolio. Esistono centinaia di qualita' di greggio: leggero, pesante, dolce, sour, paraffinico, naftenico, vicino o lontano dai mercati, facile o difficile da raffinare. Per rendere commerciabile questa varietas' si usano benchmark.

Un benchmark e' un riferimento di prezzo. Non significa che tutti i greggi siano uguali al benchmark, ma che molti greggi vengono prezzati come **benchmark piu' o meno un**

differenziale.

Benchmark	Area/logica	Ruolo economico
Brent	Mare del Nord, bacino atlantico, cargo marittimi	Riferimento principale per molti scambi internazionali e per il mercato europeo-atlantico.
WTI	Stati Uniti, Cushing e logistica nordamericana	Riferimento light sweet statunitense, fortemente collegato alla struttura pipeline e storage USA.
Dubai/Oman	Medio Oriente-Asia	Riferimento importante per greggi mediorientali piu' sour e per flussi verso mercati asiatici.
OPEC Reference Basket	Paniere di greggi OPEC	Indicatore sintetico dei prezzi di alcuni greggi rappresentativi dei paesi OPEC.

Il contratto ICE Brent Crude Futures ha size standard di 1.000 barili e prezzo in dollari e centesimi per barile [11]. Il WTI e' descritto da CME come il principale contratto future sul light sweet crude statunitense e uno strumento usato sia per esposizione diretta al prezzo sia per copertura [12]. L'OPEC Reference Basket e' composto da greggi rappresentativi dei paesi membri, tra cui Saharan Blend, Djeno, Zafiro, Rabi Light, Iran Heavy, Basra Medium, Kuwait Export, Es Sider, Bonny Light, Arab Light, Murban e Merey [13].

9.7 Perche' Brent e WTI possono divergere

Brent e WTI sono entrambi greggi leggeri e relativamente dolci, ma non sono la stessa cosa. Il Brent e' legato a un mercato marittimo internazionale. Il WTI e' storicamente legato a Cushing, Oklahoma, e alla logistica interna nordamericana. Questo significa che un collo di bottiglia pipeline, un eccesso di produzione interna o un problema di stoccaggio puo' far divergere il WTI dal Brent.

Quando il petrolio e' bloccato in una regione interna, puo' essere scontato rispetto a un benchmark marittimo. Quando invece la logistica permette di esportare facilmente, il prezzo locale tende ad allinearsi meglio ai prezzi internazionali. Questo collega direttamente il Modulo 8 al Modulo 9: la logistica non trasporta soltanto barili, ma crea differenziali di prezzo.

9.8 Differenziali: due barili non valgono uguale

Un greggio viene spesso prezzato come differenziale rispetto a un benchmark:

$$\begin{aligned}
\text{prezzo cargo} &= \text{benchmark} \\
&\pm \text{differenziale qualita'} \\
&\pm \text{differenziale logistico} \\
&\pm \text{premio o sconto commerciale}
\end{aligned}$$

Il differenziale di qualita' dipende da API gravity, zolfo, acidita', metalli, asfalteni, resa in prodotti pregiati e compatibilita' con la raffineria. Un greggio leggero e dolce tende a valere di piu' perche' produce piu' frazioni leggere e richiede meno trattamento. Un greggio pesante e sour tende a essere scontato, salvo che una raffineria complessa sia progettata proprio per processarlo.

Il differenziale logistico dipende da distanza, disponibilita' di pipeline, accesso a porti, noli, assicurazioni, congestione, sanzioni e rischio di rotta. Un barile vicino a una raffineria che lo desidera vale piu' di un barile bloccato in un bacino interno senza sbocchi.

Il differenziale commerciale dipende da disponibilita' immediata, affidabilita' del venditore, qualita' documentale, condizioni di pagamento e percezione del rischio.

9.9 Mercato spot, term contract e formula pricing

Nel mercato spot si compra o si vende una consegna relativamente vicina nel tempo: un cargo disponibile, una partita da caricare, una quantita' pronta. Il mercato spot e' importante perche' segnala rapidamente la tensione fisica del mercato.

Nel term contract, invece, venditore e compratore stabiliscono una relazione ripetuta. Il contratto puo' prevedere volumi mensili, finestre di consegna, specifiche di qualita', tolleranze, benchmark di riferimento, formula di prezzo e procedure di aggiustamento.

Molti contratti fisici non fissano un prezzo assoluto come "75 dollari". Usano formule:

$$\text{prezzo} = \text{media Brent Dated} + \text{differenziale negoziato}$$

oppure:

$$\text{prezzo} = \text{Dubai/Oman average} + \text{official selling price adjustment}$$

Queste formule riducono il rischio di fissare un prezzo assoluto settimane prima della consegna. Le compagnie nazionali del Golfo usano spesso official selling prices differenziati per area: Asia, Europa, Stati Uniti. Questo consente di adattare il prezzo alle condizioni regionali di mercato, alla concorrenza tra greggi e alla domanda delle raffinerie.

9.10 Futures: cosa sono e a cosa servono

Un future e' un contratto standardizzato per comprare o vendere una commodity a una data futura secondo regole di borsa. La EIA spiega che i produttori possono vendere

futures per bloccare prezzi futuri, mentre i consumatori possono comprare futures per garantirsi un prezzo; anche operatori finanziari e speculatori partecipano acquistando o vendendo contratti in previsione di movimenti di prezzo [7].

Un future non e' necessariamente una scommessa. E' prima di tutto uno strumento di gestione del rischio. Diventa speculazione quando chi lo usa non ha esposizione fisica e cerca profitto dal movimento del prezzo.

Attore	Rischio	Uso possibile dei derivati
Produttore	Prezzo del greggio in discesa	Vendere futures o swap per fissare un prezzo minimo effettivo.
Raffineria	Greggio in aumento o margini in calo	Coprire greggio in acquisto e prodotti in vendita.
Compagnia aerea	Jet fuel piu' caro	Usare coperture legate a jet fuel, gasolio o greggio.
Trader fisico	Spread e differenziali avversi	Coprire benchmark, mese, localita' e qualita'.
Fondo finanziario	Movimento di prezzo	Assumere esposizione lunga o corta senza barili fisici.

9.11 Hedging

L'hedging e' la copertura. Il suo obiettivo non e' massimizzare il profitto, ma ridurre l'incertezza. Una societa' che produce petrolio teme che il prezzo scenda; puo' vendere futures o swap. Se il prezzo fisico scende, perde ricavi sul greggio reale ma guadagna sulla posizione finanziaria. Se il prezzo sale, guadagna sul greggio reale ma perde sulla copertura.

Una raffineria ha un problema diverso. Compra greggio e vende prodotti. Teme che il costo del greggio salga o che il valore dei prodotti scenda. Una copertura raffinata deve quindi considerare piu' gambe: crude oil, gasoline, diesel, gasoil, differenziali regionali, valuta, timing e margini.

produttore	→	teme prezzo basso: vende futures
raffineria	→	teme prezzo alto del greggio o margine basso
compagnia aerea	→	teme carburante caro: compra coperture
trader fisico	→	teme spread sfavorevoli: copre differenziali

Le grandi societa' non coprono solo il prezzo assoluto. Coprono spread Brent-WTI, Dubai-Brent, crack spread, differenziali tra mesi, differenziali tra localita', cargo fisici rispetto al benchmark e persino esposizioni di valuta e credito.

9.12 Curva futures, contango e backwardation

La curva futures mostra il prezzo per consegne future. Se i prezzi futuri sono più alti del prezzo vicino, si parla di **contango**. Se i prezzi vicini sono più alti dei prezzi futuri, si parla di **backwardation**.

Struttura	Forma	Interpretazione tipica
Contango	Prezzo oggi < prezzo futuro	Mercato relativamente comodo, scorte disponibili, valore dello stoccaggio.
Backwardation	Prezzo oggi > prezzo futuro	Mercato teso, premio per consegna immediata, scorte meno attraenti.

Il contango può rendere conveniente lo stoccaggio se la differenza tra prezzo futuro e prezzo spot copre costo del serbatoio, finanziamento, assicurazione, evaporazione, qualità e rischio. In questo caso un trader può comprare fisico oggi, stoccarlo e vendere futures futuri.

La backwardation penalizza lo stoccaggio. Se il barile oggi vale più del barile domani, il mercato sta dicendo che vuole disponibilità immediata. In questa situazione chi possiede scorte ha incentivo a venderle, non a trattenerle.

Attenzione: la curva futures non è una previsione semplice del prezzo futuro. Riflette costo dello stoccaggio, tassi, scarsità immediata, coperture, aspettative, rischio e posizione degli operatori.

9.13 Scorte: il polmone del sistema

Le scorte sono il cuscinetto tra produzione e consumo. Se produzione e domanda non coincidono, le scorte assorbono lo squilibrio. Quando le scorte salgono, il mercato interpreta spesso un eccesso di offerta. Quando scendono, segnala tensione.

Le scorte non sono tutte uguali:

Scorte commerciali detenute da compagnie, raffinerie, trader e terminalisti;

Scorte strategiche detenute da Stati o agenzie pubbliche per emergenze;

Scorte operative presenti in raffinerie, terminali, pipeline e sistemi di distribuzione;

Floating storage barili stoccati temporaneamente su navi;

Scorte in transito cargo che stanno viaggiando ma non sono ancora disponibili al consumo.

Un barile a Rotterdam, Singapore o Cushing non ha lo stesso valore logistico di un barile in una località remota. Per questo l'analisi delle scorte deve chiedere: dove sono? Di che qualità sono? Sono accessibili? Sono greggio o prodotti? Sono commerciali o strategiche? Sono già impegnate contrattualmente?

Quando spare capacity e inventories sono basse, la EIA osserva che una potenziale interruzione può avere un impatto sui prezzi maggiore di quanto suggerirebbe il solo bilancio domanda-offerta corrente [7].

9.14 OPEC, OPEC+ e spare capacity

OPEC può influenzare il mercato fissando obiettivi produttivi per i membri. La EIA sottolinea che OPEC può incidere sui prezzi tramite target produttivi, ma anche che la compliance può variare perché le decisioni operative restano nelle mani dei singoli paesi membri [9].

OPEC+ è il coordinamento tra paesi OPEC e produttori non-OPEC cooperanti. Storicamente include produttori come Russia, Kazakhstan, Messico, Oman e altri, secondo gli accordi in vigore. L'elemento cruciale non è solo la quota annunciata, ma la capacità effettiva di produrre ed esportare.

La **spare capacity** è centrale. La EIA la definisce come volume di produzione che può essere portato online entro 30 giorni e sostenuto per almeno 90 giorni [9]. In pratica è il cuscinetto produttivo del sistema.

$$\text{spare capacity} = \text{capacità massima sostenibile} - \text{produzione corrente}$$

Se il mercato perde 1 milione di barili al giorno per una crisi e c'è spare capacity credibile, il prezzo può reagire meno. Se spare capacity e scorte sono basse, la stessa interruzione può produrre uno shock molto più forte.

9.15 OPEC non decide il prezzo da sola

Un errore frequente è dire: "OPEC decide il prezzo". È troppo semplice. OPEC influenza il prezzo, ma non lo controlla perfettamente. Il prezzo dipende anche da domanda globale, produzione non-OPEC, shale statunitense, scorte, tassi, dollaro, logistica, sanzioni, guerra, aspettative e margini di raffinazione.

OPEC può ridurre o aumentare target produttivi, ma deve considerare almeno tre vincoli:

1. se taglia troppo, può perdere quota di mercato a favore di produttori non-OPEC;
2. se sostiene troppo il prezzo, può incentivare produzione concorrente e riduzione della domanda;
3. se annuncia quote non credibili, il mercato può non crederle.

L'OPEC+ ha quindi un ruolo di gestione del mercato, non di controllo assoluto. Può cambiare il contesto, ma non abolire la logica domanda-offerta.

9.16 Domanda petrolifera

La domanda petrolifera viene da trasporto stradale, aviazione, shipping, industria, petrolchimica, agricoltura, riscaldamento e generazione elettrica in alcuni paesi. La benzina domina in economie molto automobilistiche; diesel e gasolio sono centrali per camion, logistica, agricoltura, industria e riscaldamento; jet fuel segue traffico aereo, turismo e business travel; nafta e GPL seguono la petrolchimica.

La domanda dei paesi OECD tende a essere più matura: efficienza, demografia, elettrificazione, normative e saturazione dei veicoli riducono la crescita. La domanda non-OECD è più legata a urbanizzazione, reddito, industrializzazione, logistica e crescita della classe media.

Prodotto	Driver di domanda	Sensibilità
Benzina	Mobilità privata, parco auto, reddito, stagionalità	Sensibile a prezzi al dettaglio, efficienza e veicoli elettrici.
Diesel/gasolio	Mercati, industria, agricoltura, riscaldamento	Molto collegato a ciclo economico e logistica.
Jet fuel	Aviazione, turismo, business travel	Sensibile a traffico aereo, crisi sanitarie e reddito.
Fuel oil/bunker	Shipping, industria, generazione in alcuni paesi	Sensibile a regole marittime, alternative e prezzo relativo.
Nafta/GPL	Petrolchimica, plastiche, chimica industriale	Collegata a industria, consumi finali e competitività feed-stock.

Il 17 giugno 2026 l'IEA Oil Market Report indicava, per il quadro congiunturale di quel momento, una domanda globale prevista in calo di 1,1 milioni di barili al giorno nel 2026, con rimbalzo atteso nel 2027 [18]. OPEC, nel lancio del World Oil Outlook 2026, presentava invece una visione di lungo periodo più espansiva, con domanda globale vista a 124 milioni di barili al giorno entro il 2050 [17]. Questa divergenza è didatticamente importante: scenari diversi nascono da ipotesi diverse su crescita, politiche energetiche, tecnologia, elettrificazione, investimenti e comportamento dei consumatori.

9.17 Offerta petrolifera

L'offerta dipende da giacimenti convenzionali, shale e tight oil, offshore, deepwater, oil sands, NGL e condensati. Ogni fonte ha tempi, declini e costi diversi.

Lo shale statunitense può reagire più rapidamente ai prezzi rispetto a un progetto deepwater, ma ha declini iniziali elevati e richiede continua perforazione per mantenere

produzione. Un progetto deepwater richiede anni, capitale elevato e rischio tecnico, ma può produrre a lungo. Le oil sands sono capital intensive e ambientalmente complesse, ma possono avere vita produttiva lunga. Un campo convenzionale onshore in area stabile può avere costi bassi e alta affidabilità.

L'offerta non è solo geologia. È capitale, tecnologia, permessi, fiscalità, sicurezza, accesso a servizi petroliferi, tubi, navi, sanzioni, manodopera, stabilità politica e capacità export. Un paese può avere grandi riserve e bassa produzione se mancano investimenti, sicurezza, infrastrutture o accesso al mercato.

9.18 Costi petroliferi

Il costo di un barile non è un numero unico. Ci sono vari livelli di costo.

Voce	Significato
Lifting cost	Costo operativo per produrre un barile da un giacimento già sviluppato.
Operating cost	Costi correnti di gestione: energia, personale, manutenzione, chimici, trasporto locale.
Finding and development cost	Costi di esplorazione, appraisal, sviluppo, pozzi, impianti e infrastrutture.
Full-cycle cost	Costo dell'intero ciclo: esplorazione, sviluppo, produzione, abbandono e capitale.
Project breakeven	Prezzo necessario per rendere economicamente conveniente un progetto.
Fiscal breakeven	Prezzo necessario a uno Stato esportatore per sostenere il bilancio pubblico.

Non bisogna confondere questi concetti. Un campo può avere lifting cost basso ma essere stato costosissimo da sviluppare. Un paese può produrre con costi tecnici bassi ma avere bisogno di prezzi alti per finanziare spesa pubblica. Un progetto può essere redditizio per una compagnia ma insufficiente per il bilancio dello Stato ospitante.

9.19 Prezzo marginale

Nel medio-lungo periodo il prezzo tende a confrontarsi con il costo marginale delle fonti necessarie a soddisfare la domanda. Se la domanda globale richiede anche barili costosi, il prezzo deve essere abbastanza alto da incentivare quei barili. Se invece l'offerta economica è abbondante, il prezzo può restare più basso.

Il prezzo marginale non è il costo medio. Molti barili OPEC o convenzionali possono avere costi tecnici bassi, ma se per soddisfare la domanda serve anche deepwater, shale, oil sands o progetti complessi, il prezzo deve confrontarsi con quei costi. Per questo il

mercato guarda sempre alla domanda futura e agli investimenti: se oggi si investe troppo poco, domani può mancare offerta; se si investe troppo, domani può esserci surplus.

9.20 Raffinazione e crack spread

Il greggio non viene consumato direttamente: viene raffinato. Il margine della raffineria dipende dalla differenza tra valore dei prodotti e costo del greggio. Il **crack spread** misura questa relazione. La EIA definisce i crack spreads come differenze tra prezzi wholesale dei prodotti petroliferi e prezzo del greggio, usate spesso per stimare i margini di raffinazione [10].

Il più noto è il 3-2-1 crack spread:

$$3 \text{ barili di greggio} \rightarrow 2 \text{ barili benzina} + 1 \text{ barile distillati}$$

La EIA specifica che il 3-2-1 crack spread sottrae il prezzo di 3 barili di greggio dal valore di 2 barili di benzina e 1 barile di distillato [10]. È una semplificazione, ma utile. Se benzina e diesel valgono molto rispetto al greggio, i margini di raffinazione salgono e le raffinerie vogliono processare più crude. Se i margini crollano, le raffinerie possono ridurre run rate o anticipare manutenzioni.

Questo significa che il prezzo del greggio dipende anche dalla domanda di prodotti raffinati. Una forte domanda di diesel può sostenere alcuni greggi adatti a produrre distillati. Una domanda debole di benzina può penalizzare raffinerie e crude slate orientati a quel prodotto.

9.21 Upstream, midstream e downstream nei costi

Nel Modulo 8 abbiamo visto la logistica. Ora bisogna collegarla ai costi.

Upstream include esplorazione, sviluppo, perforazione, produzione e abbandono.

Midstream include raccolta, pipeline, stoccaggio, terminali, tanker, rail, barge, camion e misura.

Downstream include raffinazione, blending, distribuzione, vendita e petrolchimica.

Un barile può essere redditizio in testa pozzo ma perdere valore per costi logistici. Un greggio può essere scontato non perché sia chimicamente pessimo, ma perché è lontano dai mercati. Una raffineria può comprare greggio economico, ma se deve pagare trasporto elevato, assicurazione, demurrage e trattamenti severi, il vantaggio può ridursi.

9.22 Valuta, tassi e macroeconomia

Il petrolio e' prezzato soprattutto in dollari. Questo crea effetti macroeconomici importanti. Un dollaro forte rende il petrolio piu' caro per paesi con valute deboli, anche se il prezzo in dollari non cambia. Questo puo' ridurre domanda marginale, aumentare inflazione importata e peggiorare bilance commerciali.

I tassi di interesse contano perche' finanziare scorte, navi, margini futures, progetti upstream e working capital diventa piu' costoso. Tassi alti rendono piu' caro tenere petrolio in serbatoio e possono ridurre investimenti. Tassi bassi possono favorire scorte, trading e finanziamento di progetti.

La crescita economica influenza la domanda. Una recessione riduce trasporti, produzione industriale, aviazione e logistica. Una fase espansiva aumenta mobilita', merci, petrolchimica e consumi. Cina, Stati Uniti, India, Unione Europea, Medio Oriente e Sud-Est asiatico influenzano il mercato in modi diversi: domanda industriale, importazioni, produzione shale, dollaro, raffinazione, petrochemicals e politiche energetiche.

9.23 Geopolitica e premio di rischio

Il prezzo del petrolio include spesso un premio per il rischio. Guerre, sanzioni, blocchi navali, attacchi a infrastrutture, instabilita' politica, pirateria, assicurazioni marittime e chokepoints possono alterare aspettative e costi. La EIA ricorda che eventi geopolitici, meteo estremo, refinery outages e pipeline problems possono interrompere flussi di greggio e prodotti, aumentando volatilita' [7].

Il punto tecnico e' questo: il mercato non aspetta sempre che manchi fisicamente il petrolio. Puo' prezzare la probabilita' che manchi. Se Hormuz, Suez, Bab el-Mandeb, terminali russi, Golfo del Messico o infrastrutture nigeriane sono percepiti a rischio, il prezzo puo' muoversi prima della perdita fisica.

Il premio di rischio dipende da:

- probabilita' dell'interruzione;
- dimensione potenziale della perdita;
- durata prevista;
- disponibilita' di scorte;
- spare capacity;
- rotte alternative;
- sostituibilita' dei greggi;
- credibilita' politica delle soluzioni.

9.24 Attori del mercato

Gli attori principali sono compagnie petrolifere integrate, compagnie nazionali, indipendenti upstream, raffinerie, trader fisici, utility, compagnie aeree, shipping companies, banche, fondi, hedge fund, broker, assicuratori, governi e agenzie strategiche.

Attore		Ruolo	Logica economica
NOC		National oil companies, spesso controllano riserve enormi	Commerciale e politica insieme.
IOC		International oil companies	Portafoglio globale, disciplina finanziaria, azionisti, progetti.
Indipendenti upstream	up-	Produzione ed esplorazione focalizzata	Sensibili a capitale, prezzi, declini e hedging.
Raffinerie		Comprano greggio e vendono prodotti	Margini, crude slate, crack spread, logistica prodotti.
Trader fisici		Arbitraggio, blending, stoccaggio, logistica	Guadagno da differenziali, timing e gestione rischio.
Compagnie aeree		Consumatori di jet fuel	Copertura del costo carburante.
Banche e fondi		Finanza, liquidita', rischio	Futures, opzioni, swap, credito e posizionamento.
Governi		Fiscalita', scorte, sanzioni, sicurezza	Stabilita', entrate pubbliche, politica energetica.

Le NOC possono rispondere a obiettivi statali oltre che commerciali. Le IOC devono remunerare capitale e azionisti. I trader fisici guadagnano dalla capacita' di spostare barili, informazioni e rischio. Le raffinerie non "scommettono" sul greggio in astratto: cercano crude slate e prodotti che massimizzino margini nel loro impianto specifico.

9.25 Arbitraggio

L'arbitraggio petrolifero consiste nello spostare barili, qualita' o rischio dove valgono di piu'. Puo' essere geografico, temporale, qualitativo o finanziario.

Arbitraggio geografico comprare in un'area scontata e vendere in un'area cara, se il trasporto lo consente.

Arbitraggio temporale comprare oggi, stoccare e vendere nel futuro, tipico del contango.

Arbitraggio qualitativo miscelare o selezionare greggi per ottenere una qualita' piu' remunerativa.

Arbitraggio finanziario sfruttare spread tra benchmark, prodotti, mesi o localita'.

L'arbitraggio non elimina sempre le differenze di prezzo. Trasporto, tempi, qualità, sanzioni, capacità portuale, assicurazione, credito, congestione e rischio politico possono impedire al barile di andare dove il prezzo sembra più alto. Se l'arbitraggio fosse gratuito e immediato, tutti i prezzi convergerebbero. Il fatto che non convergano perfettamente dimostra che la logistica e il rischio contano.

9.26 Come leggere il mercato da esperto

Un principiante guarda solo: "Brent a 75 dollari". Un'analisi professionale guarda molti indicatori insieme.

- curva futures;
- Brent-WTI spread;
- Dubai-Brent spread;
- crack spread benzina e distillati;
- scorte USA, OCSE e globali;
- Cushing inventories;
- floating storage;
- run rate delle raffinerie;
- OPEC+ compliance;
- spare capacity;
- export russi, iraniani, statunitensi e mediorientali;
- domanda cinese e indiana;
- margini petrolchimici;
- noli tanker;
- dollaro e tassi;
- posizionamento speculativo;
- rischio geopolitico.

La sequenza operativa può essere:

1. Domanda: cresce o rallenta?
2. Offerta: chi aumenta, chi cala, chi è bloccato?
3. Scorte: si accumulano o si svuotano?
4. Curva: contango o backwardation?
5. Raffinazione: margini forti o deboli?

6. Logistica: pipeline, noli e chokepoints funzionano?
7. Geopolitica: rischio reale o solo rumore?
8. Finanza: dollaro, tassi, fondi e volatilità cosa indicano?

9.27 Errori da evitare

Il primo errore è dire: “OPEC decide il prezzo”. OPEC influenza il mercato, ma il prezzo nasce da una rete molto più ampia.

Il secondo errore è dire: “più produzione significa sempre prezzo più basso”. Se la domanda cresce di più della produzione, il prezzo può salire.

Il terzo errore è dire: “scorte alte significa prezzo basso”. Dipende da dove sono, che qualità hanno, se sono accessibili, se sono greggio o prodotti, se sono commerciali o strategiche.

Il quarto errore è dire: “il future prevede il prezzo futuro”. La curva futures riflette anche costi di stoccaggio, tassi, scarsità immediata, rischio, hedging e liquidità.

Il quinto errore è pensare che tutti i barili siano equivalenti. Qualità, posizione, tempo e contratto cambiano il valore.

9.28 Mini glossario

Commodity Materia prima scambiata su mercati fisici e finanziari.

Benchmark Prezzo di riferimento usato per formule e confronti.

Differential Premio o sconto rispetto al benchmark.

Spot Acquisto o vendita per consegna ravvicinata.

Term contract Contratto fisico ripetuto con formula di prezzo.

Future Contratto standardizzato per comprare o vendere a data futura.

Hedging Copertura del rischio di prezzo.

Contango Prezzi futuri superiori ai prezzi vicini.

Backwardation Prezzi vicini superiori ai prezzi futuri.

Spare capacity Capacità produttiva attivabile rapidamente e sostenibile per un periodo.

Crack spread Differenza teorica tra valore dei prodotti raffinati e costo del greggio.

Lifting cost Costo operativo di produzione da un campo già sviluppato.

Breakeven Prezzo necessario per rendere economico un progetto o sostenibile un bilancio.

Fiscal breakeven Prezzo necessario a uno Stato esportatore per bilanciare il proprio bilancio pubblico.

Arbitraggio Spostamento di barili, qualità o rischio verso dove valgono di più.

Risk premium Premio di prezzo legato a incertezza o rischio di interruzione.

9.29 Concetti da memorizzare

1. Il petrolio è una commodity fisica, finanziaria, geopolitica e macroeconomica.
2. Non esiste un solo prezzo del petrolio: esistono benchmark, differenziali, spot, futures e formule.
3. Brent, WTI, Dubai/Oman e ORB svolgono ruoli diversi.
4. Due barili non valgono uguale: qualità, luogo, tempo e logistica cambiano il prezzo.
5. I futures servono anche per hedging, non solo per speculazione.
6. Contango e backwardation descrivono la forma della curva e il valore relativo del tempo.
7. Le scorte sono il polmone del sistema, ma bisogna sapere dove sono e che cosa contengono.
8. OPEC+ influenza il mercato, ma non controlla perfettamente il prezzo.
9. Spare capacity e scorte basse amplificano l'effetto delle crisi.
10. Il crack spread collega mercato del greggio e mercato dei prodotti raffinati.
11. Il prezzo marginale dipende dai barili necessari a soddisfare la domanda futura.
12. Geopolitica, dollaro, tassi, noli e assicurazioni entrano nel prezzo del petrolio.

9.30 Domande di controllo

1. Perché il petrolio è una commodity particolare rispetto ad altre materie prime?
2. Perché è impreciso parlare del prezzo del petrolio senza specificare il benchmark?
3. Che differenza c'è tra mercato fisico e mercato finanziario?
4. Perché Brent e WTI possono divergere?
5. Che cosa determina il differenziale di prezzo di un greggio?
6. Come funziona una formula di prezzo indicizzata a un benchmark?
7. A che cosa serve un future per un produttore?
8. Perché l'hedging non ha come obiettivo principale massimizzare il profitto?

9. Che cosa indicano contango e backwardation?
10. Perché le scorte non sono tutte uguali?
11. Che cosa significa spare capacity?
12. Perché OPEC influenza il prezzo ma non lo decide da sola?
13. Che differenza c'è tra lifting cost, full-cycle cost e fiscal breakeven?
14. Che cosa misura il 3-2-1 crack spread?
15. Perché il dollaro e i tassi influenzano il mercato petrolifero?
16. In che senso il mercato può prezzare una crisi prima che il petrolio manchi fisicamente?
17. Che cos'è l'arbitraggio petrolifero?
18. Quali indicatori guarderesti per leggere il mercato da esperto?

Capitolo 10

Geopolitica, pirateria e sicurezza

10.1 Idea fondamentale

La geopolitica del petrolio studia il modo in cui riserve, produzione, rotte, tecnologia, finanza, eserciti, compagnie, sanzioni e diplomazia si combinano per creare potere. Il petrolio non e' solo una merce. E' una leva strategica.

Chi produce petrolio puo' finanziare lo Stato, influenzare mercati, costruire alleanze, comprare consenso interno e negoziare con gli importatori. Chi importa petrolio deve proteggere forniture, prezzi, rotte, scorte e capacita' di raffinazione. Chi controlla rotte, flotte, assicurazioni, finanza, raffinerie o tecnologia puo' avere potere anche senza possedere grandi giacimenti.

Concetto chiave

Il potere petrolifero non coincide con le sole riserve. Nasce dall'interazione tra riserve, produzione, spare capacity, logistica, controllo istituzionale, sicurezza e capacita' di trasformare il barile geologico in barile politico, commerciale e militare.

Nel petrolio, la geografia diventa prezzo e il prezzo diventa politica. Un terminale bloccato, una rotta insicura, una sanzione finanziaria, un sabotaggio a una pipeline o una minaccia su uno stretto possono produrre effetti globali anche se l'evento fisico e' localizzato.

10.2 Le cinque leve geopolitiche del petrolio

La potenza petrolifera nasce da cinque leve principali:

1. **riserve**: quanto petrolio esiste nel sottosuolo;
2. **produzione**: quanto petrolio viene effettivamente estratto oggi;
3. **spare capacity**: quanto un produttore puo' aumentare rapidamente;
4. **rotte**: come il petrolio raggiunge i mercati;
5. **controllo istituzionale**: Stato, compagnie, finanza, sanzioni, tecnologia e sicurezza.

Le riserve da sole non bastano. Un paese puo' avere enormi risorse ma produrre poco se mancano investimenti, sicurezza, tecnologie, stabilita' politica o infrastrutture. La produzione da sola non basta: un esportatore puo' avere molti barili ma essere vulnerabile se deve passare attraverso un unico chokepoint. La logistica da sola non basta: un terminale perfetto serve poco senza barili, clienti e sicurezza.

Anche il consumo e' potere. Cina, India, Europa, Giappone e Corea del Sud non sono tutti grandi produttori, ma sono compratori fondamentali. Il potere petrolifero e' quindi una relazione: dipende da chi ha bisogno di chi, in quale momento, con quali alternative.

10.3 Perche' il petrolio e' geopolitico

Il petrolio e' geopolitico per tre ragioni.

Primo: e' concentrato geograficamente. Non tutti i paesi hanno riserve abbondanti, e non tutti i giacimenti hanno gli stessi costi, la stessa qualita' o la stessa accessibilita'.

Secondo: e' ancora difficile da sostituire rapidamente in molti usi. Trasporti pesanti, aviazione, shipping, agricoltura, difesa, petrolchimica e logistica globale dipendono ancora in modo significativo da prodotti petroliferi.

Terzo: domanda e offerta sono rigide nel breve periodo. Come visto nel Modulo 9, se una crisi interrompe forniture, camion, navi, aerei, raffinerie e consumatori non possono cambiare combustibile dall'oggi al domani. La EIA sottolinea che eventi geopolitici, meteo estremo, outages di raffineria e problemi di pipeline possono interrompere flussi di greggio e prodotti, aumentando volatilita' dei prezzi [7].

Questa rigidita' genera il **premio di rischio geopolitico**. Il mercato non prezza solo il barile disponibile oggi, ma anche la probabilita' che domani un barile non arrivi. Una minaccia allo Stretto di Hormuz, un attacco a un terminale, una sanzione su una flotta, un colpo di Stato in un paese produttore o un uragano nel Golfo del Messico possono muovere prezzi prima ancora che la perdita fisica sia misurabile.

10.4 OPEC: origine, missione e ruolo

OPEC nasce nel 1960 a Baghdad da Iran, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita e Venezuela. La sua importanza storica sta nell'aver trasformato la sovranita' sulle risorse petrolifere in strumento politico collettivo. Per i paesi produttori, OPEC e' stata una risposta alla struttura precedente del mercato, dominata da grandi compagnie internazionali e da consumatori industrializzati.

La missione ufficiale di OPEC e' coordinare e unificare le politiche petrolifere dei paesi membri, stabilizzare i mercati, assicurare forniture efficienti, economiche e regolari ai consumatori, reddito stabile ai produttori e ritorno equo sul capitale investito nell'industria petrolifera [14]. Al 3 luglio 2026, il sito ufficiale OPEC elenca 12 paesi membri: Algeria, Congo, Equatorial Guinea, Gabon, Iran, Iraq, Kuwait, Libya, Nigeria, Saudi Arabia, United Arab Emirates e Venezuela [15].

OPEC non decide meccanicamente il prezzo. Influenza il mercato tramite quote, tagli, aumenti, segnali politici, credibilit  e capacit  inutilizzata. La EIA spiega che OPEC puo' influenzare prezzi e offerta fissando target produttivi, ma la compliance dipende dai singoli membri [9]. Questo significa che un annuncio OPEC conta, ma conta anche la capacit  reale di eseguirlo.

10.5 OPEC+ e gestione del mercato

OPEC+   la cooperazione tra OPEC e produttori non-OPEC. La Declaration of Cooperation fu firmata nel 2016 come risposta al deterioramento del mercato dopo il crollo dei prezzi iniziato nel 2014. OPEC ricorda che, nel 2020, il quadro OPEC+ fu usato durante il crollo della domanda legato alla pandemia, con aggiustamenti produttivi molto ampi [16].

OPEC+   geopoliticamente importante perche' unisce produttori con interessi non sempre identici. Arabia Saudita, Russia, paesi del Golfo, produttori africani e altri esportatori possono condividere l'obiettivo di evitare un mercato troppo debole, ma divergono su quote, fiscalit , relazioni con consumatori, sanzioni e strategie di lungo periodo.

Il punto essenziale   che OPEC+ non   un interruttore del prezzo.   un meccanismo di coordinamento in un mercato complesso. Puo' ridurre o aumentare offerta annunciata, ma deve confrontarsi con domanda globale, shale statunitense, scorte, investimenti, sanzioni, logistica e credibilit  politica.

10.6 Spare capacity: la leva silenziosa

La spare capacity   la capacit  produttiva che puo' essere attivata rapidamente e sostenuta per un certo periodo. La EIA la definisce come produzione che puo' essere portata online entro 30 giorni e mantenuta almeno 90 giorni [9].

Questa   una leva geopolitica enorme. Se un paese puo' aumentare produzione quando altri perdono barili, puo' diventare stabilizzatore del mercato. Storicamente l'Arabia Saudita ha avuto un ruolo centrale proprio per la disponibilit  di capacit  inutilizzata significativa.

Mantenere spare capacity costa. Significa investire in pozzi, impianti, trattamento, stoccaggio e logistica che non vengono usati sempre al massimo. Una compagnia privata tende a produrre quando il prezzo   remunerativo. Uno Stato produttore puo' invece mantenere capacit  inutilizzata per ragioni strategiche: influenza di mercato, rapporto con importatori, ruolo diplomatico e stabilit  dei prezzi.

potere di stabilizzazione = barili disponibili rapidamente
+ credibilit  politica
+ capacit  logistica

10.7 Medio Oriente: centro storico del petrolio

Il Medio Oriente e' centrale per tre ragioni: grandi riserve convenzionali, costi tecnici spesso bassi e rotte marittime cruciali. Arabia Saudita, Iraq, Iran, Kuwait ed Emirati Arabi Uniti sono attori petroliferi di peso. Il Qatar e' piu' centrale per il gas naturale liquefatto, ma il suo ruolo energetico appartiene alla stessa architettura strategica del Golfo.

La regione non e' un blocco omogeneo. Arabia Saudita e Iran sono rivali regionali. Iraq ha grande potenziale ma vulnerabilita' politica e infrastrutturale. Emirati e Arabia Saudita hanno investito in logistica, raffinazione, trading e diversificazione. Kuwait resta un esportatore importante. Oman non e' OPEC, ma ha ruolo regionale e logistico.

La centralita' del Golfo dipende anche dalla geografia. Molti barili devono uscire da un'area relativamente stretta. Qui entra il concetto di chokepoint: la geografia non e' sfondo, e' parte del prezzo.

10.8 Chokepoints: dove la geografia diventa prezzo

Un chokepoint e' un passaggio obbligato o quasi obbligato. Nel petrolio, i principali sono Stretto di Hormuz, Bab el-Mandeb, Canale di Suez e pipeline SUMED, Stretto di Malacca, Stretti Turchi, Panama e Capo di Buona Speranza come rotta alternativa lunga. La EIA dedica una sezione specifica ai World Oil Transit Chokepoints, perche' questi passaggi concentrano rischio energetico globale [6].

Golfo Persico → Hormuz → Oceano Indiano → Asia
Golfo Persico → Hormuz → Bab el-Mandeb → Suez/SUMED → Europa
Russia/Caspio → Mar Nero → Stretti Turchi → Mediterraneo
Medio Oriente/Africa → Malacca → Cina, Giappone, Corea

Hormuz e' il piu' sensibile perche' collega il Golfo Persico all'oceano. Se e' minacciato, il mercato non guarda solo ai barili iraniani: guarda a esportazioni di Arabia Saudita orientale, Iraq meridionale, Kuwait, Qatar, Emirati e traffico LNG.

Bab el-Mandeb collega Mar Rosso e Golfo di Aden. Una crisi in quell'area puo' spingere navi verso il Capo di Buona Speranza, aumentando tempi, carburante, noli e assicurazioni. Suez e SUMED sono chiavi per Europa e Mediterraneo. Malacca e' fondamentale per l'Asia orientale: Cina, Giappone e Corea dipendono da rotte che collegano Oceano Indiano e Pacifico.

10.9 Pirateria e armed robbery

Nel linguaggio comune si parla spesso di pirateria per qualunque attacco a una nave. Tecnicamente, IMO richiama la definizione UNCLOS: la pirateria riguarda atti illegali di

violenza, detenzione o depredazione commessi per fini privati in alto mare o fuori dalla giurisdizione di uno Stato. IMO distingue invece l'**armed robbery against ships** per atti simili compiuti nelle acque interne, arcipelagiche o territoriali di uno Stato [42].

Questa distinzione conta perche' cambia la risposta giuridica. In alto mare il problema e' internazionale; in acque territoriali entra piu' direttamente la sovranita' dello Stato costiero. Per una compagnia, pero', l'effetto economico e' simile: rischio nave, rischio equipaggio, ritardo, assicurazione, deviazione, procedure di sicurezza, possibile danneggiamento del cargo.

Somalia, Golfo di Aden e Oceano Indiano occidentale sono stati teatri importanti di pirateria. Il Golfo di Guinea ha assunto rilievo per attacchi a navi, furti, sequestri, rapimenti e criminalita' collegata al petrolio. IMO indica Gulf of Aden, Western Indian Ocean e Gulf of Guinea come aree di attenzione per pirateria e armed robbery, e sottolinea l'importanza della cooperazione regionale [42].

10.10 Guerra ibrida e sicurezza marittima

Il rischio marittimo contemporaneo non e' solo pirateria classica. Comprende droni, missili, mine, sabotaggi, sequestri statali o para-statali, attacchi informatici ai porti, oscuramento AIS, spoofing GPS, minacce a navi appoggio e pressione su assicuratori.

Questa e' guerra ibrida: non sempre c'e' una dichiarazione formale di guerra, ma il commercio energetico viene colpito per ottenere pressione politica. Una petroliera diventa un bersaglio perche' unisce valore economico, visibilita' mediatica, rischio ambientale e impatto sui prezzi.

Per una compagnia, il rischio non e' teorico. Se una rotta entra in area war risk, aumentano premi assicurativi, costi nave, tempi di viaggio e incertezza contrattuale. Un cargo puo' diventare piu' caro anche se il Brent resta fermo, perche' al prezzo del greggio si aggiungono costo logistico e premio di rischio.

10.11 Sanzioni: il petrolio come strumento di pressione

Le sanzioni petrolifere cercano di limitare ricavi, accesso a tecnologia, finanziamenti, assicurazioni, navi, mercati o componenti. Possono colpire:

- esportazioni di greggio;
- prodotti raffinati;
- compagnie nazionali;
- banche e pagamenti;
- armatori, assicuratori e trader;
- porti e terminali;

- tecnologie upstream;
- servizi oilfield;
- trasporto marittimo e certificazioni.

Le sanzioni non eliminano sempre il petrolio dal mercato. Spesso lo ridirezionano. Un barile sanzionato puo' viaggiare con sconti, triangolazioni, miscele, intermediari, navi opache e assicurazioni alternative.

Il price cap sul petrolio russo e' un esempio di sanzione che non cerca semplicemente di fermare ogni barile, ma di limitare i ricavi del produttore mantenendo parte dei flussi nel mercato globale. OFAC ha pubblicato nel 2022 guidance per implementare la price cap policy sul crude oil di origine russa, insieme a determinazioni e licenze collegate [22].

10.12 Shadow fleet e opacita' logistica

La shadow fleet e' una flotta opaca usata per trasportare greggio o prodotti soggetti a restrizioni, sanzioni o controlli. Le navi possono avere proprieta' poco trasparenti, cambi di bandiera, assicurazioni non tradizionali, eta' elevata, societa' intermedie e tracciamento ambiguo.

Il problema geopolitico e' doppio. Da un lato, la shadow fleet puo' ridurre l'efficacia delle sanzioni, permettendo al produttore colpito di continuare a esportare. Dall'altro, aumenta rischio ambientale e legale: se una nave poco assicurata causa uno sversamento, la risposta e la responsabilita' possono diventare difficili.

Nel petrolio moderno il potere non sta solo nel possedere il barile, ma nel controllare:

- chi assicura la nave;
- quale banca processa il pagamento;
- quale bandiera registra la nave;
- chi certifica il carico;
- quale porto accetta l'attracco;
- quale trader organizza il flusso;
- quale autorita' puo' sanzionare l'operazione.

10.13 National Oil Companies e International Oil Companies

Le NOC, National Oil Companies, sono compagnie controllate dallo Stato. Saudi Aramco, ADNOC, Kuwait Petroleum, NIOC, Petrobras, Pemex, Sonatrach, NNPC, PDVSA e molte altre non sono semplici aziende: sono strumenti economici e strategici dello Stato.

Gestiscono ricavi fiscali, investimenti, occupazione, diplomazia energetica e spesso politica industriale.

Le IOC, International Oil Companies, come ExxonMobil, Shell, BP, Chevron, TotalEnergies ed Eni, hanno logica diversa: capitale privato o quotato, ritorno agli azionisti, disciplina finanziaria, portafoglio globale. Ma dipendono da licenze, fiscalità, accordi di produzione, stabilità politica e accesso alle risorse.

Attore	Punto di forza	Vincolo principale
NOC	Accesso diretto a risorse e politica statale	Rischio di uso politico, inefficienza, vincoli fiscali.
IOC	Capitale, tecnologia, project management globale	Dipendenza da licenze, fiscalità, stabilità politica.
Trader	Logistica, arbitraggio, blending, finanza	Rischio legale, credito, sanzioni, reputazione.
Stato importatore	Domanda, scorte, diplomazia, marina militare	Dipendenza da rotte, prezzi e fornitori esterni.
Stato esportatore	Barili, rendita, influenza su mercati	Dipendenza fiscale da prezzo e volumi.

La geopolitica petrolifera moderna nasce dall'interazione tra NOC, IOC, Stati, trader, raffinerie, banche, assicuratori e flotte. Nessun attore controlla tutto.

10.14 Importatori: vulnerabilità e strategie

I grandi importatori non sono passivi. Hanno strumenti specifici:

- diversificazione dei fornitori;
- scorte strategiche;
- raffinerie flessibili;
- contratti a lungo termine;
- diplomazia energetica;
- protezione militare delle rotte;
- efficienza energetica;
- elettrificazione e sostituzione di alcuni usi petroliferi.

La IEA fu fondata nel 1974 per garantire sicurezza dell'offerta petrolifera. La stessa IEA spiega che una delle sue missioni centrali è assicurare oil supply security tramite monitoraggio del mercato, obblighi di stockholding e azioni collettive [19]. I membri devono detenere scorte equivalenti ad almeno 90 giorni di importazioni nette e mantenere programmi di demand restraint per ridurre rapidamente consumo in caso di interruzioni [19].

Le scorte strategiche non servono a battere il mercato per sempre. Servono a guadagnare tempo: impedire panico, compensare shock temporanei, dare spazio alla diplomazia, permettere deviazioni logistiche e aggiustamenti di domanda.

10.15 Produttori: rendita, stabilita' e rischio interno

Per uno Stato produttore, il petrolio puo' essere benedizione o trappola. Porta valuta, investimenti, potere esterno e capacita' fiscale. Ma puo' anche creare dipendenza, corruzione, debolezza industriale, conflitti interni e instabilita' quando i prezzi crollano.

Il concetto chiave e' la logica dello Stato rentier. Se lo Stato vive di rendite da esportazione invece che di tassazione diffusa, puo' finanziare spesa pubblica, sussidi, esercito e consenso politico con il petrolio. Quando il prezzo scende, la crisi non e' solo economica: diventa fiscale, sociale e politica.

Il fiscal breakeven visto nel Modulo 9 e' quindi geopolitico. Se un paese ha bisogno di prezzi elevati per bilanciare il bilancio pubblico, un prezzo piu' basso puo' destabilizzare la politica interna anche se il costo tecnico di estrazione e' basso.

10.16 Nord America

Gli Stati Uniti hanno trasformato la geopolitica petrolifera con shale oil e tight oil. Non sono soltanto consumatore: sono produttore enorme, esportatore, importatore, raffinatore, potenza finanziaria, potenza militare e regolatore di sanzioni. Possono esportare light sweet crude e importare greggi piu' pesanti adatti ad alcune raffinerie della Gulf Coast.

Il Canada e' importante per oil sands, greggi pesanti, rapporto con raffinerie statunitensi e infrastrutture pipeline. Il Messico ha storia petrolifera forte, con ruolo di PEMEX e sfide produttive.

Il Nord America mostra una cosa importante: la sicurezza energetica non significa autosufficienza perfetta. Significa capacita' di adattamento. Gli Stati Uniti possono essere grandi produttori e continuare a importare per ragioni di qualita', logistica e ottimizzazione delle raffinerie.

10.17 Russia, Caspio e rotte eurasiatiche

La Russia e' potenza energetica perche' combina risorse, produzione, export, infrastrutture, porti, pipeline e diplomazia. Petrolio e gas sono strumenti di bilancio pubblico, politica estera e influenza regionale.

Le sanzioni dopo la guerra in Ucraina hanno cambiato la geografia dei flussi. Parte dei barili russi e' stata ridiretta verso Asia e altri mercati, spesso con sconti, maggiore uso di shipping non tradizionale e maggiore complessita' assicurativa. Questo non elimina il petrolio russo dal mercato globale, ma cambia chi lo compra, a quale prezzo, con quali navi, con quali rischi e con quali intermediari.

Kazakhstan e Azerbaijan sono importanti per le rotte tra Caspio, Mar Nero, Turchia, Mediterraneo ed Europa. Qui il tema non e' solo produzione, ma accesso al mare, pipeline, relazioni con Russia, Turchia, Cina ed Europa.

10.18 America Latina

Il Venezuela ha enormi riserve, soprattutto di greggio pesante e extra-pesante, ma la potenza petrolifera reale dipende da investimenti, tecnologia, diluenti, raffinerie compatibili, stabilita' politica e accesso a mercati. Riserve enormi non equivalgono automaticamente a produzione elevata.

Il Brasile e' rilevante per deepwater e pre-salt. La sua geopolitica e' diversa da quella venezuelana: piu' legata a tecnologia offshore, investimenti, Petrobras, fiscalita' e capacita' di sviluppo industriale.

La Guyana e' uno dei nuovi poli di crescita offshore. Dimostra che nuove province petrolifere possono cambiare rapidamente il peso geopolitico di un paese piccolo, ma anche generare nuove sfide: governance, confini marittimi, infrastrutture, rendita e capacita' amministrativa.

Il Messico resta importante per storia, raffinerie, Golfo del Messico e ruolo di PEMEX, ma affronta sfide di declino di alcuni campi maturi e investimenti.

10.19 Africa occidentale e Golfo di Guinea

Nigeria e Angola sono storici esportatori. Libia ha greggi di qualita' elevata ma forte instabilita'. Algeria e' rilevante per petrolio e gas. Congo, Gabon ed Equatorial Guinea hanno peso regionale. Il Golfo di Guinea collega petrolio, offshore, pirateria, illegal bunkering, furti, sicurezza portuale e governance.

La Nigeria e' un caso centrale per capire che la geopolitica del petrolio non riguarda solo Stati contro Stati. Riguarda anche rapporto tra centro e regioni produttrici, redistribuzione della rendita, criminalita', sabotaggi, furti, ambiente e fiducia nelle istituzioni. Se una pipeline e' vulnerabile a sabotaggi o furti, il problema e' insieme tecnico, sociale, economico e politico.

Nel Golfo di Guinea, il rischio marittimo e' spesso vicino alla costa, a terminali, ancoraggi e acque territoriali. Per questo la risposta richiede cooperazione regionale, guardie costiere, diritto marittimo, sviluppo costiero, contrasto alla criminalita' e sicurezza degli impianti.

10.20 Europa e Mediterraneo

L'Europa e' soprattutto importatrice, raffinatrice, regolatrice e acquirente strategico. Il Mare del Nord ha perso parte del peso produttivo storico, ma resta importante per competenze, infrastrutture e benchmark Brent. Il Mediterraneo e' un crocevia: Nord Africa, Suez, Mar Nero, Medio Oriente, raffinerie europee e rotte verso Atlantico.

La vulnerabilità europea non è solo quantità di petrolio. È qualità dei greggi, disponibilità di diesel, dipendenza da rotte esterne, sanzioni, raffinerie, stoccaggi e infrastrutture portuali. La guerra in Ucraina ha mostrato che energia, sanzioni, pagamenti, shipping e politica industriale non possono essere separati.

10.21 Asia: domanda, rotte e vulnerabilità

Cina e India sono centrali come domanda futura e potere d'acquisto. Giappone e Corea del Sud sono importatori sofisticati, con alta attenzione a sicurezza marittima, scorte e raffinazione. L'Asia orientale dipende da rotte lunghe: Golfo Persico, Oceano Indiano, Malacca, Mar Cinese Meridionale.

La vulnerabilità asiatica è il cosiddetto dilemma delle rotte. Molta energia arriva via mare attraverso passaggi concentrati. Chi controlla o minaccia quelle rotte può influenzare costi, assicurazioni e percezione del rischio. Per questo gli importatori asiatici investono in scorte, contratti di lungo periodo, diversificazione, diplomazia, marina militare e talvolta raffinerie estere.

10.22 Sicurezza di piattaforme, tanker e pipeline

La sicurezza petrolifera deve proteggere persone, ambiente, infrastrutture e continuità operativa. Le piattaforme offshore, le petroliere e le pipeline hanno profili di rischio diversi.

Infrastruttura	Rischi principali	Risposta difensiva
Piattaforme offshore	Meteo, incendi, blowout, attacchi, evacuazione, cyber, logistica	Safety case, sistemi di emergenza, controllo accessi, training, monitoraggio, piani di evacuazione.
Tanker	Pirateria, collisione, sequestro, mine, missili, spill, war risk	Route risk assessment, procedure IMO/BMP, citadel, comunicazioni, assicurazione, tracciamento, coordinamento navale.
Pipeline	Corrosione, rottura, furto, sabotaggio, frane, cyber, perdita pressione	Integrità, pigging, SCADA, valvole, sorveglianza, protezione catodica, piani di risposta.
Terminali	Incendi, esplosioni, intrusioni, attacchi cyber, congestione, spill	Security perimetrale, antincendio, separazione aree, procedure carico, controllo accessi, monitoraggio.

PHMSA richiama la protezione di persone e ambiente attraverso il trasporto sicuro di energia e materiali pericolosi [39]. BSEE evidenzia l'importanza di sicurezza, ispezioni,

regolazione e protezione ambientale nell'offshore [45]. IMO, per il dominio marittimo, insiste su reporting, cooperazione regionale, guidance e misure di autoprotezione contro pirateria e armed robbery [42].

10.23 Cybersecurity e infrastrutture energetiche

La sicurezza non e' piu' soltanto fisica. Pipeline, raffinerie, terminali, piattaforme, porti e flotte dipendono da sistemi digitali, telecomunicazioni, SCADA, sensori, sistemi di misura, pianificazione logistica, pagamenti e dati AIS.

Un attacco cyber puo' non rompere fisicamente una pipeline, ma bloccare sistemi di fatturazione, programmazione, misura o controllo, causando shutdown precauzionali, ritardi, panico commerciale e aumento dei prezzi locali. La vulnerabilita' principale nasce dalla convergenza tra tecnologia operativa e reti informatiche.

Per questo la sicurezza energetica moderna richiede:

- segmentazione tra sistemi IT e OT;
- backup operativi;
- monitoraggio anomalie;
- gestione accessi;
- procedure manuali di emergenza;
- esercitazioni;
- coordinamento tra operatori, autorità e fornitori.

Il principio e' difensivo: rendere l'infrastruttura resiliente, cioe' capace di continuare o riprendere rapidamente anche dopo un incidente.

10.24 Oil theft e sabotaggi

Oil theft e sabotaggi sono fenomeni diversi ma spesso collegati. Il furto mira a sottrarre greggio o prodotti per rivenderli. Il sabotaggio mira a interrompere, danneggiare, intimidire o fare pressione politica ed economica. In alcuni contesti, furto, criminalita', milizie, rivendicazioni locali e corruzione possono sovrapporsi.

Dal punto di vista economico, il danno non e' solo il barile rubato. Sono perdita di produzione, fermate, riparazioni, sversamenti, danni ambientali, premi assicurativi, perdita di fiducia, rischio per lavoratori e comunita', ritardo nelle esportazioni e minore gettito fiscale.

Dal punto di vista geopolitico, furti e sabotaggi mostrano che la sovranita' sulle risorse non e' solo giuridica. Uno Stato puo' possedere legalmente il petrolio, ma se non controlla territorio, pipeline, terminali e sicurezza locale, non controlla pienamente il flusso economico.

10.25 Transizione energetica e nuova geopolitica

La transizione energetica non elimina subito la geopolitica del petrolio. La modifica. Se la domanda cresce meno o raggiunge un picco, i produttori competono per quote residue. Se gli investimenti upstream calano troppo velocemente, può nascere scarsità anche in un mondo che vuole decarbonizzare. Se gli importatori elettrificano trasporti e industria, riducono vulnerabilità petrolifera ma aumentano vulnerabilità su elettricità, reti, rame, litio, nichel, cobalto, terre rare e semiconduttori.

La IEA sottolinea che, anche se la dipendenza dal petrolio è destinata a diminuire in molte aree, il rischio di interruzioni dell'offerta non sparirà rapidamente. Cita concentrazione dell'offerta, incertezza geopolitica, cyberattacchi e meteo estremo come rischi per la sicurezza energetica [19].

La nuova geopolitica non sostituisce semplicemente petrolio con batterie. Aggiunge livelli: petrolio, gas, elettricità, minerali critici, catene industriali, reti digitali e capacità manifatturiera.

10.26 Come ragionare durante una crisi petrolifera

Quando scoppia una crisi, non basta chiedersi quanto sale il Brent. Bisogna fare diagnosi:

1. C'è perdita fisica di barili o solo rischio percepito?
2. Quale qualità di greggio manca?
3. Quali raffinerie sono colpite?
4. Ci sono rotte alternative?
5. Quanto costa deviare le navi?
6. Le scorte commerciali e strategiche sono alte o basse?
7. OPEC+ ha spare capacity reale?
8. Le sanzioni colpiscono il barile, la nave, l'assicurazione o il pagamento?
9. Il rischio è temporaneo o strutturale?
10. Chi guadagna potere dalla crisi?

Questa griglia evita errori grossolani. Un blocco logistico può pesare più di un taglio produttivo. Un problema sul diesel può essere più grave di un problema sul greggio. Una crisi locale può diventare globale se coinvolge assicurazioni, pagamenti o chokepoints.

10.27 Errori da evitare

Non confondere riserve con potenza: senza produzione e logistica, le riserve restano potenziale.

Non confondere OPEC con controllo assoluto del prezzo: influenza molto, ma non comanda domanda globale, shale, scorte, crisi finanziarie o tecnologia.

Non pensare che le sanzioni cancellino automaticamente i barili: spesso cambiano rotte, prezzi, intermediari e rischio.

Non pensare che la transizione renda il petrolio irrilevante domani mattina: trasporti pesanti, aviazione, shipping, petrolchimica e paesi emergenti mantengono una domanda complessa.

Non leggere la geopolitica come una mappa statica: alleanze, flussi, tecnologie e vulnerabilità cambiano.

10.28 Mini glossario

Chokepoint Passaggio stretto o obbligato per rotte energetiche.

Spare capacity Produzione attivabile rapidamente e sostenibile per un periodo.

NOC National Oil Company, compagnia petrolifera nazionale controllata dallo Stato.

IOC International Oil Company, compagnia petrolifera internazionale privata o quotata.

War risk premium Costo aggiuntivo per rischio guerra o instabilità.

Shadow fleet Flotta opaca usata per aggirare restrizioni, sanzioni o controlli.

Strategic petroleum reserve Scorta pubblica per emergenze energetiche.

Resource nationalism Politica che aumenta il controllo statale sulle risorse.

Transit risk Rischio legato al passaggio attraverso rotte vulnerabili.

Energy security Capacità di garantire forniture affidabili, accessibili e resilienti.

Armed robbery against ships Violenza o depredazione contro navi in acque interne, arcipelagiche o territoriali.

Oil theft Sottrazione illegale di greggio o prodotti lungo produzione, trasporto o distribuzione.

10.29 Concetti da memorizzare

1. Il petrolio è una leva di potere per produttori, importatori, Stati, compagnie e attori finanziari.
2. Le riserve non bastano: servono produzione, infrastrutture, sicurezza e accesso al mercato.
3. La spare capacity è una delle leve geopolitiche più importanti.
4. OPEC e OPEC+ influenzano il mercato, ma non lo controllano perfettamente.

5. Il Medio Oriente resta centrale per riserve, costi e chokepoints.
6. I chokepoints trasformano geografia, sicurezza e logistica in prezzo.
7. Pirateria, armed robbery e guerra ibrida aumentano costi, noli e assicurazioni.
8. Le sanzioni spesso ridirezionano i barili invece di cancellarli.
9. La shadow fleet mostra che il controllo del petrolio passa anche da navi, assicurazioni e pagamenti.
10. Le NOC sono strumenti economici e politici degli Stati produttori.
11. I grandi importatori usano scorte, diversificazione, contratti e diplomazia energetica.
12. La transizione energetica modifica la geopolitica del petrolio, ma non la elimina rapidamente.

10.30 Domande di controllo

1. Perché il petrolio è una leva geopolitica e non solo una merce?
2. Perché le riserve non bastano a definire la potenza petrolifera?
3. Che cosa rende la spare capacity così importante?
4. Perché OPEC non decide il prezzo in modo meccanico?
5. Che differenza c'è tra OPEC e OPEC+?
6. Perché il Medio Oriente resta centrale nella geopolitica petrolifera?
7. Che cosa rende Hormuz, Bab el-Mandeb, Suez e Malacca passaggi strategici?
8. Qual è la differenza giuridica tra pirateria e armed robbery against ships?
9. Perché il war risk premium può aumentare il costo di un cargo?
10. Perché le sanzioni possono ridirezionare i flussi invece di cancellarli?
11. Che cosa indica il fenomeno della shadow fleet?
12. Perché le NOC hanno un ruolo diverso dalle IOC?
13. Quali strumenti usano i grandi importatori per ridurre vulnerabilità?
14. Perché oil theft e sabotaggi sono problemi economici, politici e ambientali insieme?
15. In che modo la transizione energetica cambia la geopolitica del petrolio?
16. Quale griglia useresti per analizzare una crisi petrolifera?

Capitolo 11

Ambiente, sicurezza, transizione e futuro del petrolio

11.1 Perché questo capitolo chiude il manuale

Questo capitolo chiude il libro perché obbliga a mettere insieme tutti i livelli studiati finora. Il petrolio non è soltanto una miscela di idrocarburi, non è soltanto un fluido in un giacimento, non è soltanto una merce quotata su mercati internazionali e non è soltanto una fonte di potere geopolitico. È anche un sistema ambientale e industriale con conseguenze lungo tutta la filiera: esplorazione, perforazione, produzione, trattamento, trasporto, raffinazione, consumo finale e dismissione.

Un esperto serio non deve né demonizzare né idealizzare il petrolio. Deve saper tenere insieme due verità. La prima è che il petrolio ha sostenuto trasporti, industria chimica, logistica globale, agricoltura moderna, edilizia, aviazione, difesa e sviluppo economico. La seconda è che il petrolio produce impatti ambientali, emissioni climalteranti, rischi industriali, dipendenze geopolitiche e costi di bonifica che non possono essere ignorati.

La competenza consiste nel non scappare dalla complessità. Dire semplicemente “il petrolio è il male” è una scorciatoia. Dire “il petrolio è indispensabile, quindi non va discusso” è un’altra scorciatoia. Il livello corretto è tecnico: capire dove il petrolio è ancora difficile da sostituire, dove può essere ridotto rapidamente, quali emissioni sono operative e quali derivano dall’uso finale, quali tecnologie mitigano i danni e quali invece spostano soltanto il problema.

Questo capitolo usa come base fonti ufficiali e tecniche: EIA per gli impatti ambientali della filiera petrolifera, IPCC per il quadro climatico, IEA per metano, oil market outlook e CCUS, OPEC per la prospettiva dei paesi produttori e GHG Protocol/EPA per la classificazione delle emissioni aziendali [8, 23, 20, 18, 17, 24, 25].

11.2 Il petrolio come sistema completo

Quando si parla di impatto del petrolio, l’errore più comune è guardare soltanto al momento della combustione finale. La combustione di benzina, diesel, jet fuel o olio

combustibile e' certamente centrale per la CO₂, ma non esaurisce la questione. Il petrolio e' una filiera lunga, fatta di attivita' geologiche, industriali, logistiche, finanziarie e territoriali.

Fase	Operazioni e rischi principali
Upstream	Esplorazione, rilievi sismici, perforazione, completamento, produzione, separazione primaria, gestione acqua prodotta, flaring, venting, blowout, incidenti di pozzo.
Midstream	Pipeline, compressione, pompaggio, terminali, serbatoi, navi cisterna, treni, camion, stoccaggi, perdite, spill, incendi, sabotaggi.
Downstream	Raffinerie, distillazione, conversione, desolforazione, blending, emissioni locali, acque reflue, fanghi, catalizzatori esausti, rischio processo.
End-use	Combustione nei trasporti, aviazione, shipping, riscaldamento, industria; emissione di CO ₂ , NO _x , particolato e altri inquinanti.
Fine vita	Plugging and abandonment dei pozzi, decommissioning offshore, rimozione o messa in sicurezza di infrastrutture, bonifiche, ripristino siti.

Questa visione e' importante perche' impedisce una lettura parziale. Se si guarda soltanto alla raffinazione, si perdono metano e flaring upstream. Se si guarda soltanto alla combustione finale, si perdono produced water, spill, decommissioning e rischi territoriali. Se si guarda soltanto alle emissioni operative delle compagnie, si perdono le emissioni Scope 3 associate all'uso dei combustibili venduti.

In altre parole, il petrolio va studiato come **sistema**. Ogni barile contiene energia chimica, ma contiene anche impronta territoriale, capitale investito, rischio industriale, emissioni, infrastrutture, regolazione e responsabilita' futura.

11.3 Impatti ambientali nell'upstream

La fase upstream modifica il territorio gia' prima che venga prodotto un solo barile. Su terra possono servire strade, piazzole, bacini di raccolta, linee elettriche, oleodotti, impianti di separazione, serbatoi, stazioni di pompaggio e movimentazione di mezzi. In mare servono rilievi geofisici, piattaforme, condotte sottomarine, sistemi subsea, navi appoggio, basi logistiche, terminali costieri e procedure di emergenza.

EIA segnala che esplorazione e perforazione possono disturbare ecosistemi terrestri e marini; le tecniche sismiche offshore possono danneggiare o disturbare pesci e mammiferi marini; la perforazione su terra richiede spesso rimozione di vegetazione. La stessa fonte ricorda pero' che tecnologie come satelliti, GPS, remote sensing, sismica 3D/4D, slimhole drilling, perforazione direzionale e perforazione orizzontale possono ridurre il numero di pozzi e l'impronta superficiale necessaria [8].

Il punto tecnico e' chiaro: se da una sola piazzola posso raggiungere piu' target geologici con pozzi devianti o orizzontali, riduco strade, superfici disturbate e infrastrutture duplicate. La tecnologia non elimina l'impatto, ma puo' ridurlo. Questa riduzione, pero', non e' automatica. Richiede progettazione accurata, regolazione, monitoraggio, manutenzione, gestione dei rifiuti, ripristino dei siti e controllo effettivo delle pratiche operative.

11.4 Acqua, fratturazione idraulica e produced water

L'acqua e' uno dei nodi piu' delicati della filiera petrolifera. Serve in perforazione, completamento, fratturazione idraulica, iniezione, raffreddamento, trattamento e recupero secondario. Non va considerata come un fluido accessorio: in molti campi maturi la gestione dell'acqua diventa una delle componenti dominanti dei costi operativi.

La fratturazione idraulica, o fracking, usa acqua, proppant e additivi per creare o riaprire fratture in rocce tight o shale. L'obiettivo e' aumentare la permeabilita' effettiva attorno al pozzo e permettere agli idrocarburi di fluire. EIA osserva che il fracking puo' richiedere grandi quantita' d'acqua, puo' usare sostanze potenzialmente pericolose, puo' produrre wastewater difficile e costosa da trattare e, in alcuni contesti, l'iniezione profonda di acque di scarto puo' contribuire a eventi sismici dannosi [8].

La **produced water** e' l'acqua che risale dal giacimento insieme a olio e gas. Puo' contenere sali, idrocarburi dispersi, solidi sospesi, metalli, composti organici, additivi, batteri e talvolta materiali naturalmente radioattivi. Non e' acqua sporca generica: e' un fluido industriale complesso. Deve essere separata, trattata, reiniettata, riutilizzata o smaltita secondo regole precise.

Nei campi maturi il water cut puo' crescere moltissimo. Questo significa che per produrre un barile di petrolio possono essere movimentati diversi barili d'acqua. L'impatto non e' soltanto ambientale: e' anche energetico ed economico. Piu' acqua significa piu' separazione, piu' pompaggio, piu' corrosione, piu' trattamento, piu' chimici, piu' gestione di fanghi e piu' infrastruttura.

11.5 Oil spill, blowout e incidenti maggiori

Uno **oil spill** e' uno sversamento di petrolio. Puo' avvenire da pozzi, pipeline, serbatoi, navi, treni, camion o raffinerie. Le conseguenze dipendono da volume sversato, tipo di greggio, ambiente ricevente, temperatura, maree, correnti, risposta emergenziale e tempo di permanenza del contaminante. Un greggio leggero evapora e si disperde diversamente da un residuo pesante; uno spill in mare aperto ha dinamiche diverse da uno spill in palude, fiume, porto o costa rocciosa.

Un **blowout** e' la perdita di controllo del pozzo. In questo caso la pressione di giacimento spinge fluidi verso la superficie senza controllo sufficiente. Il rischio include incendio, esplosione, rilascio massivo di idrocarburi, perdita di vite umane e contaminazione ambientale. Il blowout non e' un semplice incidente meccanico: e' il fallimento del sistema di barriere che dovrebbe mantenere il pozzo in controllo.

EIA ricorda che molti spill derivano da incidenti a pozzi o nei sistemi di trasporto, inclusi pipeline, navi, treni e camion; richiama anche l'evoluzione normativa successiva a grandi incidenti come Exxon Valdez e Deepwater Horizon [8]. La lezione tecnica e' che la sicurezza non dipende da un singolo dispositivo, ma da barriere indipendenti e ridondanti.

Livello di barriera	Funzione
Prevenzione geologica	Comprendere pressione, fluidi, finestre operative, rischi di kick e zone sovrappressurizzate.
Prevenzione tecnica	Mud weight corretto, casing, cementazione, BOP, valvole, sensori, sistemi di shut-in.
Prevenzione operativa	Procedure, training, decisioni di stop work, comunicazione, gestione delle anomalie.
Mitigazione	Containment, response plan, mezzi antincendio, materiali assorbenti, skimmer, boe, piani di evacuazione.
Recupero	Bonifica, ripristino ambientale, compensazione, monitoraggio lungo termine, revisione delle cause.

Quando avviene un incidente maggiore, raramente la causa reale e' un solo errore isolato. Di solito esiste una catena: segnali ignorati, pressioni produttive, manutenzione insufficiente, interpretazioni ottimistiche dei dati, difetti di cementazione, test ambigui, barriere degradate e cultura organizzativa debole.

11.6 Raffinerie e inquinanti locali

La raffineria e' un impianto chimico complesso. Produce combustibili, feedstock petrolchimici e prodotti non combustibili, ma genera anche emissioni atmosferiche, acque reflue, fanghi, catalizzatori esausti, odori, rumore, rischio incendio ed esplosione. Gli inquinanti locali possono includere SO_x , NO_x , particolato, composti organici volatili, benzene e altri composti pericolosi. EPA tratta le raffinerie come un settore specifico anche per gli scarichi idrici regolati da effluent guidelines [38].

La raffinazione moderna usa un insieme di presidi: desolforazione, recupero vapori, torce controllate, trattamento acque, sistemi di contenimento secondario, monitoraggio emissioni, procedure HAZOP, sistemi antincendio, rilevatori gas, controlli di processo e piani di emergenza. Questo non rende la raffineria "innocua". Significa che il rischio puo' essere gestito con livelli molto diversi di qualita'.

Una raffineria ad alta complessita' puo' trasformare greggi difficili in prodotti di valore, ma proprio per questo contiene un numero elevato di unita', correnti calde, correnti in pressione, idrogeno, composti solforati, catalizzatori e sistemi di controllo. L'ambiente non dipende solo dalla tecnologia installata: dipende anche da manutenzione, cultura HSE, trasparenza, controlli pubblici, qualita' del management e capacita' di intervenire prima che i segnali deboli diventino incidenti.

11.7 Scope 1, Scope 2 e Scope 3

Per discutere seriamente di emissioni petrolifere bisogna distinguere tre livelli. La classificazione Scope 1, Scope 2 e Scope 3 deriva dai sistemi di contabilità delle emissioni aziendali. EPA definisce le Scope 1 come emissioni dirette da fonti possedute o controllate dall'organizzazione, e le Scope 2 come emissioni indirette legate all'acquisto di elettricità, vapore, calore o raffrescamento [25]. Il GHG Protocol Corporate Standard fornisce requisiti e guida per inventari aziendali di gas serra e include anche la logica della catena del valore, fondamentale per le Scope 3 [24].

Categoria	Definizione pratica	Esempi nel petrolio
Scope 1	Emissioni dirette dell'azienda.	Flaring, venting, turbine, caldaie, compressori, raffinerie, fugitive emissions.
Scope 2	Emissioni da energia acquistata.	Elettricità comprata per raffinerie, pompe, terminali, uffici, impianti ausiliari.
Scope 3	Emissioni lungo la catena del valore.	Combustione finale di benzina, diesel, jet fuel, GPL e altri prodotti venduti.

Per una compagnia petrolifera, la distinzione è decisiva. Ridurre le emissioni operative è necessario: meno perdite di metano, meno flaring, maggiore efficienza, elettrificazione di piattaforme, energia rinnovabile per siti remoti, migliore gestione degli impianti. Ma una quota enorme dell'impatto climatico è legata all'uso finale dei combustibili venduti. Per questo il dibattito climatico non riguarda soltanto “produrre petrolio meglio”, ma anche quanto petrolio verrà consumato e per quali usi.

11.8 Metano: piccolo in volume, grande nell'effetto climatico

Il metano è il componente principale del gas naturale, ma è anche associato alla produzione petrolifera. Può essere rilasciato da venting, perdite in valvole e flange, compressori, serbatoi, separatori, pipeline, pneumatic controllers o combustione incompleta in torcia. Rispetto alla CO₂, il metano resta in atmosfera per un periodo più breve, ma ha un forte potere climalterante nel breve termine.

IEA, nel *Global Methane Tracker 2026*, indica che il settore energetico, includendo petrolio, gas naturale, carbone e bioenergia, rappresenta circa il 40% delle emissioni antropiche di metano e offre alcune delle migliori opportunità di abbattimento [20]. Questo rende il metano una priorità tecnica immediata. Non è un tema astratto: molte riduzioni possono essere ottenute con misure note.

Le principali azioni includono programmi LDAR, monitoraggio satellitare, sensori continui, campagne con droni o aerei, sostituzione di componenti pneumatici, recupero vapori,

eliminazione del venting routinario, miglioramento dell'efficienza delle torce, sistemi chiusi, manutenzione dei compressori e contabilità più accurata. La difficoltà non è soltanto tecnica: è anche organizzativa. Bisogna sapere dove sono le perdite, misurarle, attribuirle, finanziarne la riparazione e verificare che il problema non ritorni.

11.9 Flaring e venting

Il flaring brucia gas in torcia. Il venting rilascia gas direttamente in atmosfera. La differenza climatica è importante: una torcia efficiente converte gran parte del metano in CO_2 , che ha un effetto climatico di breve periodo inferiore rispetto al metano. Tuttavia la CO_2 resta climalterante, e una torcia inefficiente può rilasciare metano non combusto, black carbon e inquinanti locali.

Perché si flara? Spesso perché il gas associato arriva insieme all'olio ma mancano pipeline, compressione, trattamento, reiniezione o mercato locale. In altri casi il flaring è legato a start-up, shut-down, sicurezza o emergenze. Il problema è quando diventa routine strutturale: si produce petrolio e si brucia il gas perché l'infrastruttura gas non è stata sviluppata.

La soluzione richiede investimenti. Il gas associato può essere venduto, reiniettato, usato per generazione elettrica locale, trasformato in LNG su piccola scala, compresso, trattato o usato in processi industriali. Ma ogni opzione richiede capitale, manutenzione e mercati. Il flaring è quindi un problema tecnico, economico, regolatorio e politico allo stesso tempo.

11.10 Il nodo climatico

L'IPCC AR6 afferma che le attività umane, principalmente attraverso emissioni di gas serra, hanno causato in modo inequivocabile il riscaldamento globale; lo stesso quadro indica che limitare il riscaldamento richiede emissioni nette di CO_2 pari a zero e riduzioni rapide e profonde delle emissioni di gas serra [23].

Per il petrolio questo significa una cosa precisa: l'industria non può essere analizzata solo come questione di efficienza industriale. Anche se un campo producesse con perdite minime e una raffineria lavorasse con alta efficienza, resterebbe il carbonio contenuto nei prodotti finali. La chimica è semplice:



Questa reazione è la grande forza del petrolio e insieme il suo limite climatico. Il petrolio è potente perché concentra energia in legami chimici carbonio-idrogeno e carbonio-carbonio. Quando viene ossidato, libera energia utile, ma produce CO_2 . Il problema climatico non è un difetto marginale della filiera: è legato alla natura carboniosa del combustibile.

11.11 Transizione energetica: non uno spegnimento immediato

La transizione energetica non è un interruttore. Non significa che il petrolio sparisca da un anno all'altro. Significa trasformare infrastrutture, veicoli, reti elettriche, abitudini, catene industriali, normative, investimenti e tecnologie. Alcuni usi del petrolio sono più sostituibili; altri sono più resistenti.

Nei trasporti leggeri, l'elettrificazione può ridurre domanda di benzina e diesel. Nei veicoli commerciali urbani, nelle flotte, nei bus e in alcune applicazioni logistiche, elettrico e ibridizzazione possono avere effetti significativi. Nei trasporti pesanti a lunga distanza, nell'aviazione, nello shipping, nelle macchine agricole, nei cantieri, nella difesa e in alcune industrie, la sostituzione è più complessa per densità energetica, autonomia, tempi di rifornimento, infrastrutture e requisiti operativi.

La petrolchimica è ancora più particolare: qui il petrolio non è solo energia, ma materia prima. Nafta, LPG, etano e altri feedstock alimentano steam cracking e processi chimici che producono etilene, propilene, BTX, plastiche, fibre, gomme sintetiche, solventi, resine, detergenti e additivi. Per questo la domanda petrolchimica può essere più resiliente della domanda di carburanti stradali.

11.12 Perché IEA e OPEC non leggono il futuro allo stesso modo

Gli scenari sul futuro del petrolio divergono perché partono da ipotesi, mandati e prospettive diverse. OPEC, nel World Oil Outlook 2026, prevede una domanda globale di petrolio in crescita fino a 124 milioni di barili al giorno nel 2050 e richiama la necessità di grandi investimenti petroliferi tra 2026 e 2050 [17]. La prospettiva è quella dei paesi produttori: sicurezza dell'offerta, investimenti, crescita dei paesi emergenti, trasporti, petrolchimica e stabilità del mercato.

IEA, nel suo Oil Market Report di giugno 2026, si presenta come una fonte tempestiva e autorevole su domanda, offerta, scorte, prezzi, raffinazione e commercio petrolifero [18]. La sua tradizione nasce dalla sicurezza energetica dei paesi consumatori e dall'analisi dei mercati. IPCC, invece, non ragiona da produttore o consumatore di petrolio, ma da quadro scientifico sul clima.

Questa divergenza non va vissuta come confusione, ma come parte del mestiere. Un analista serio non prende uno scenario come profezia. Chiede: quali ipotesi usa? Quale crescita economica assume? Quali politiche climatiche considera? Quanto rapidamente crescono veicoli elettrici, efficienza, rinnovabili e sostituti? Che ruolo assegna a petrolchimica e aviazione? Che interesse istituzionale ha la fonte?

11.13 Peak oil supply e peak oil demand

Per molti decenni il dibattito sul picco del petrolio ha riguardato soprattutto il **peak oil supply**: il momento in cui la produzione mondiale avrebbe raggiunto un massimo per limiti geologici e poi sarebbe calata. Questa idea nasceva dalla finitezza delle risorse e dalla difficoltà crescente di sostituire i grandi giacimenti convenzionali maturi.

Oggi il concetto più discusso è il **peak oil demand**: la domanda potrebbe raggiungere un massimo non perché il petrolio fisicamente finisce, ma perché tecnologie, politiche, costi e preferenze cambiano. Il mondo potrebbe avere ancora molto petrolio tecnicamente producibile, ma decidere o essere spinto a consumarne meno per clima, qualità dell'aria, sicurezza energetica, convenienza elettrica, efficienza o regolazione.

La differenza è decisiva. Nel peak supply il limite è sotto terra. Nel peak demand il limite è nel mercato. Questo cambia il rischio: non solo scarsità, ma anche sovracapacità, asset non recuperati, raffinerie sottoutilizzate e competizione tra produttori a basso e alto costo.

11.14 Stranded assets

Uno **stranded asset** è un investimento che perde valore perché il contesto cambia. Nel petrolio può essere un giacimento ad alto costo, una raffineria non competitiva, una pipeline verso un mercato in declino, una nave inadatta a nuovi standard, un impianto con alta intensità emissiva o una riserva che non verrà mai sviluppata.

Il rischio stranded non significa che tutto il petrolio diventi inutile. Significa che non tutti gli asset petroliferi avranno lo stesso destino. Gli asset più vulnerabili sono spesso quelli con costi alti, bassa qualità del greggio, alta intensità di carbonio, elevato flaring, rischio politico, distanza dai mercati, infrastrutture deboli o incompatibilità con normative più severe.

In una transizione irregolare possono coesistere due fenomeni: scarsità di breve periodo per sottoinvestimento e stranded assets di lungo periodo per calo della domanda. Questa è una delle difficoltà maggiori: investire troppo poco può creare shock di prezzo; investire troppo può generare capitali bloccati in asset non più redditizi.

11.15 CCS e CCUS

CCS significa *Carbon Capture and Storage*: cattura e stoccaggio della CO₂. CCUS aggiunge l'utilizzo: *Carbon Capture, Utilisation and Storage*. Nel sistema petrolifero può entrare in raffinerie, produzione di idrogeno da gas, gas processing, impianti industriali e talvolta Enhanced Oil Recovery. IEA mantiene un quadro specifico su CCUS e sui progetti di cattura della CO₂ [21].

La CCS non è una bacchetta magica. Può essere utile per emissioni industriali concentrate e difficili da abbattere, ma richiede energia, impianti di cattura, compressione, trasporto, siti geologici adatti, iniezione, monitoraggio e responsabilità a lungo termine.

Inoltre non risolve automaticamente le Scope 3 dei combustibili venduti. Catturare CO₂ da una raffineria e' una cosa; catturare la CO₂ emessa da milioni di auto, camion, aerei e caldaie e' un problema completamente diverso.

Nel petrolio, CCS e CCUS vanno quindi valutate caso per caso. Possono avere senso su sorgenti concentrate, gas processing, idrogeno industriale e alcune unita' di raffineria. Sono molto piu' difficili come giustificazione generale per continuare indefinitamente a bruciare combustibili fossili senza ridurre domanda finale.

11.16 Raffinerie del futuro

Le raffinerie non spariranno tutte insieme. Alcune chiuderanno, altre si convertiranno, altre diventeranno hub integrati. Il futuro della raffinazione sara' selettivo: impianti complessi, efficienti, integrati con petrolchimica e vicini a mercati strategici avranno possibilita' migliori rispetto a raffinerie piccole, isolate, semplici o con costi energetici elevati.

Le possibili direzioni includono:

- aumento dell'efficienza energetica e recupero calore;
- integrazione piu' forte con petrolchimica;
- produzione di biocarburanti, renewable diesel e SAF;
- uso di idrogeno a minore intensita' emissiva;
- cattura di CO₂ su unita' selezionate;
- riduzione di zolfo, aromatici e inquinanti nei prodotti;
- conversione di siti industriali in energy hubs;
- maggiore digitalizzazione, manutenzione predittiva e controllo emissioni.

La raffinazione europea puo' soffrire domanda stagnante, costi energetici, concorrenza estera e regolazione climatica. Alcune raffinerie asiatiche e mediorientali sono grandi, nuove e integrate con petrolchimica. La competizione non sara' soltanto su chi raffina piu' barili, ma su chi produce il mix giusto, al costo giusto, con emissioni e vincoli regolatori gestibili.

11.17 Petrolchimica, plastiche ed economia circolare

La petrolchimica e' uno dei settori piu' resistenti nella transizione. Se benzina e diesel possono essere erosi dall'elettrificazione, plastiche, resine, fibre, solventi, gomme sintetiche e intermedi chimici sono piu' difficili da sostituire. Questo puo' spostare una quota del valore del petrolio dalla combustione alla materia.

Ma la petrolchimica ha un problema proprio: i rifiuti. Il petrolio entra nella plastica; la plastica entra in prodotti, imballaggi, tessuti e oggetti; poi entra in discariche, inceneritori,

riciclo o dispersione ambientale. La sostenibilit  della petrolchimica non dipende solo dalle emissioni di CO₂, ma anche da progettazione dei materiali, additivi, raccolta, separazione, riciclabilit , microplastiche, qualit  del riciclato e mercati finali.

Riciclare non significa semplicemente rifondere plastica. Serve separare polimeri compatibili, controllare contaminanti, mantenere propriet  meccaniche, costruire filiere di raccolta e creare domanda per materiale riciclato. Il riciclo chimico pu  trasformare rifiuti plastici in feedstock, ma richiede energia, controllo emissioni, qualit  del materiale in ingresso e sostenibilit  economica. Anche qui la soluzione non   uno slogan:   un sistema industriale.

11.18 Decommissioning e fine vita dei pozzi

Un pozzo non finisce quando smette di produrre. Deve essere chiuso, isolato, cementato, monitorato e il sito deve essere ripristinato. EIA ricorda che quando pozzi di petrolio e gas diventano antieconomici devono essere correttamente plugged and abandoned, e che pozzi non chiusi correttamente possono essere pericolosi perch  fluidi o gas possono interferire con usi futuri del suolo [8].

Nel decommissioning offshore il problema   ancora piu  complesso. Bisogna gestire piattaforme, jacket, topside, condotte, teste pozzo, cavi, sistemi subsea, materiali contaminati, navi specializzate, autorizzazioni e sicurezza dei lavoratori. In alcuni casi strutture offshore possono essere convertite in reef artificiali, ma questo non pu  diventare un pretesto per abbandonare asset. Deve essere una scelta regolata, valutata ecologicamente e autorizzata.

Il decommissioning   anche un problema finanziario. Chi paga? Il produttore originario, l'operatore attuale, lo Stato, un fondo dedicato? Se le responsabilit  non sono chiare, il rischio   scaricare sul pubblico costi di bonifica generati da profitti privati passati. Per questo la fine vita deve essere considerata gi  nella valutazione economica iniziale di un progetto.

11.19 HSE: Health, Safety and Environment

HSE significa salute, sicurezza e ambiente. Nel petrolio non   burocrazia laterale:   ingegneria di sopravvivenza. Una cattiva cultura HSE pu  uccidere persone, distruggere asset, contaminare territori, bloccare produzione, generare cause legali e compromettere la reputazione di un'azienda o di uno Stato.

Categoria	Contenuto
Occupational safety	Protezione dei lavoratori da cadute, urti, ustioni, esposizioni, spazi confinati, carichi sospesi, rumore, sostanze pericolose.
Process safety	Prevenzione di incendi, esplosioni, blowout, rilasci tossici, sovrappressioni, runaway reactions, collassi impiantistici.
Environmental management	Controllo emissioni, acque, rifiuti, suolo, biodiversita', rumore, odori e impatti territoriali.
Emergency response	Piani di emergenza, evacuazione, antincendio, contenimento spill, comunicazione di crisi, coordinamento autorità.
Asset integrity	Manutenzione, ispezioni, corrosion management, testing, affidabilità di barriere e sistemi critici.

La personal safety e la process safety non sono la stessa cosa. Un impianto può avere pochi infortuni individuali e restare comunque vulnerabile a un incidente maggiore se valvole, allarmi, procedure, manutenzione e cultura decisionale sono degradati. La process safety guarda agli eventi rari ma catastrofici; la personal safety guarda alla protezione quotidiana dei lavoratori. Servono entrambe.

11.20 Licenza sociale e territori

La licenza sociale è l'accettazione da parte di comunità, lavoratori, istituzioni e opinione pubblica. Non coincide con il permesso legale. Un progetto può avere autorizzazioni formali ma essere socialmente contestato se le popolazioni locali percepiscono rischi, ingiustizia, inquinamento, scarsa trasparenza o benefici insufficienti.

Nel petrolio questa dimensione è cruciale. Le questioni includono royalties, lavoro locale, bonifiche, compensazioni, salute pubblica, impatto su pesca e agricoltura, diritti indigeni, consultazione, sicurezza, traffico pesante, rumore, consumo d'acqua e distribuzione dei benefici. Un progetto tecnicamente valido può fallire politicamente se tratta il territorio come un ostacolo e non come un soggetto.

La licenza sociale non si compra con comunicazione superficiale. Si costruisce con dati, monitoraggi accessibili, risposta ai reclami, compensazioni credibili, regole chiare, occupazione locale reale e capacità di fermare o modificare il progetto quando i rischi sono eccessivi.

11.21 Il futuro del lavoro petrolifero

La transizione non elimina la necessità di competenza tecnica. La sposta. Geologi, geofisici, reservoir engineer, drilling engineer, production engineer, process engineer e pipeline engineer resteranno importanti. Cresceranno però figure ibride: esperti di

emissioni, data science, monitoraggio satellitare, CCUS, idrogeno, biofuels, asset integrity, decommissioning, compliance ambientale, rischio climatico e finanza della transizione.

L'ingegnere del futuro dovrà saper leggere un log geofisico, una curva di declino, un P&ID, una matrice HAZOP, un bilancio energetico, un contratto di fornitura, un inventario emissioni, un piano di decommissioning e uno scenario climatico. La specializzazione resta necessaria, ma il valore crescente sta nel collegare i pezzi.

Questo è un punto centrale del libro: il petrolio non si capisce con una sola disciplina. Chi capisce solo geologia rischia di ignorare mercato e ambiente. Chi capisce solo finanza rischia di non capire i limiti fisici del reservoir. Chi capisce solo clima rischia di sottovalutare vincoli industriali e sociali della sostituzione. Chi capisce solo industria rischia di non vedere il cambiamento di lungo periodo.

11.22 Come valutare un progetto petrolifero oggi

Una valutazione moderna non può limitarsi a produzione attesa e NPV. Deve includere qualità del greggio, costi, rischio politico, emissioni, infrastrutture, acqua, metano, flaring, decommissioning, compatibilità con scenari di domanda e responsabilità ambientale.

Domanda	Perché conta
Quanto produce e per quanto tempo?	Determina profilo di cassa, plateau, declino e strategia di sviluppo.
Che qualità ha il greggio?	API, zolfo, metalli, viscosità e resa influenzano prezzo e raffinabilità.
Quanto costa produrlo?	Costi bassi resistono meglio a prezzi deboli e scenari di domanda incerta.
Quanta CO ₂ e metano emette?	Intensità emissiva, flaring e fugitive emissions cambiano rischio regolatorio e reputazionale.
Che infrastrutture richiede?	Pipeline, terminali, gas handling e acqua possono decidere fattibilità reale.
Che rischio politico ha?	Sanzioni, fiscalità, sicurezza, contratti e stabilità istituzionale cambiano il valore.
Come verrà dismesso?	Decommissioning e bonifiche sono costi futuri che devono essere finanziati.
È robusto a domanda più bassa?	Evita investimenti vulnerabili a stranded asset e sottoutilizzo.

Questa è la mentalità completa: tecnica, economica, ambientale e geopolitica insieme. Non basta chiedere se un progetto produce petrolio. Bisogna chiedere che petrolio produce, con quali rischi, con quali emissioni, per quale mercato, con quale responsabilità finale e in quale mondo energetico futuro.

11.23 Errori da evitare nel capitolo finale

Il primo errore è dire: “il petrolio è finito”. Non è corretto in senso geologico e industriale. Esistono ancora risorse, riserve e tecnologie capaci di produrre grandi volumi. Il problema non è semplicemente la scomparsa fisica del petrolio.

Il secondo errore è dire: “il petrolio è eterno”. Anche questo non è una strategia. Domanda, normative, clima, capitale finanziario, elettrificazione e tecnologie alternative cambiano il contesto. Un settore può restare importante e al tempo stesso trasformarsi profondamente.

Il terzo errore è dire: “basta produrlo meglio”. Produrlo meglio è necessario, ma non risolve da solo le emissioni finali. Le Scope 3 contano. Una filiera upstream efficiente non cancella la CO₂ emessa quando benzina, diesel o jet fuel vengono bruciati.

Il quarto errore è dire: “basta smettere domani”. La sostituzione richiede infrastrutture, reti, materiali, veicoli, industrie, regole e tempo. Alcuni settori sono difficili da elettrificare rapidamente. La transizione va accelerata, ma capendo i vincoli fisici e sociali.

Il quinto errore è pensare che la tecnologia risolva tutto da sola. Tecnologia, economia, politica e società funzionano insieme. CCS, idrogeno, biocarburanti, riciclo, elettrificazione e cattura del metano sono strumenti, non formule magiche.

Il sesto errore è credere che la transizione sia lineare. Sarà irregolare: accelerazioni, ritardi, crisi, scarsità, sovracapacità, differenze regionali e conflitti distributivi. La vera competenza sta nel ragionare dentro questa irregolarità.

11.24 Glossario finale

Scope 1	Emissioni dirette di un'organizzazione, per esempio combustione in impianti propri, flaring, venting e perdite.
Scope 2	Emissioni indirette legate a elettricità, vapore, calore o raffrescamento acquistati.
Scope 3	Emissioni lungo la catena del valore, incluse quelle generate dall'uso finale dei prodotti venduti.
Flaring	Combustione controllata di gas in torcia.
Venting	Rilascio diretto di gas in atmosfera.
LDAR	Leak Detection and Repair: programma di rilevamento e riparazione delle perdite.
CCS	Carbon Capture and Storage: cattura e stoccaggio della CO ₂ .
CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage: cattura, utilizzo e stoccaggio della CO ₂ .

Stranded asset

Asset che perde valore per cambiamento di domanda, tecnologia, normativa o condizioni finanziarie.

Decommissioning

Dismissione e messa in sicurezza di impianti e infrastrutture a fine vita.

Produced water

Acqua prodotta insieme a olio e gas, da separare e gestire come fluido industriale.

Process safety Disciplina che previene incidenti industriali maggiori come incendi, esplosioni e rilasci incontrollati.

11.25 Concetti da memorizzare

Il petrolio va valutato come filiera completa, non solo come combustibile finale. L'upstream genera impatti su territorio, acqua, biodiversità, metano, flaring e rischio di pozzo. Il midstream introduce rischi di spill, pipeline, tanker, terminali e sicurezza infrastrutturale. Il downstream produce combustibili e feedstock, ma anche emissioni locali, acque reflue e rischio processo. Le emissioni vanno distinte in Scope 1, Scope 2 e Scope 3: per il petrolio, l'uso finale dei prodotti è centrale. Il metano è una priorità tecnica perché molte riduzioni sono misurabili e ottenibili con tecnologie note. La transizione energetica non spegne il petrolio istantaneamente, ma cambia domanda, investimenti, rischi e valore degli asset. CCS e CCUS possono aiutare in casi specifici, ma non eliminano automaticamente il problema climatico dei combustibili venduti. Il futuro del petrolio sarà selettivo: asset a basso costo, bassa intensità emissiva, buona qualità, infrastrutture solide e mercati strategici avranno prospettive diverse dagli asset costosi, emissivi e fragili.

11.26 Domande di controllo

1. Perché l'impatto del petrolio non si valuta solo al momento della combustione?
2. Quali sono i principali rischi ambientali dell'upstream?
3. Perché la produced water è un problema tecnico ed economico?
4. Che differenza c'è tra oil spill e blowout?
5. Perché una raffineria è un impianto ambientale e di process safety insieme?
6. Che cosa distinguono Scope 1, Scope 2 e Scope 3?
7. Perché le Scope 3 sono centrali per una compagnia petrolifera?
8. Perché il metano è una priorità climatica di breve periodo?
9. Qual è la differenza tra flaring e venting?
10. Perché il problema climatico del petrolio è legato alla chimica della combustione?

11. Perché la transizione energetica non è uno spegnimento immediato?
12. Perché IEA, OPEC e IPCC possono produrre letture diverse del futuro petrolifero?
13. Che differenza c'è tra peak oil supply e peak oil demand?
14. Che cosa rende un asset petrolifero vulnerabile al rischio stranded?
15. Perché CCS e CCUS non sono una soluzione universale?
16. Quali raffinerie sono più robuste nel futuro della transizione?
17. Perché la petrolchimica è più resistente della benzina nella transizione?
18. Perché il decommissioning deve essere considerato già nella valutazione iniziale?
19. Che differenza c'è tra occupational safety e process safety?
20. Quali domande useresti per valutare un progetto petrolifero oggi?

Postfazione

A questo punto il percorso e' completo. Siamo partiti dalla domanda piu' semplice, "che cos'e' il petrolio?", e siamo arrivati alla domanda piu' difficile: che posto puo' avere il petrolio in un mondo che deve continuare a funzionare, ma deve anche cambiare?

La risposta non sta in una frase. Il petrolio e' una miscela naturale, una storia geologica, un fluido di giacimento, una materia prima industriale, una merce finanziaria, una infrastruttura globale, un fattore geopolitico e una questione ambientale. Guardare soltanto uno di questi aspetti significa non capirlo davvero.

Un barile di petrolio contiene milioni di anni di geologia, tecnologie di perforazione, impianti di produzione, raffinerie, rotte marittime, mercati, Stati, emissioni e lavoro umano. Questa complessita' spiega perche' il petrolio ha contato cosi' tanto nella civiltà industriale: senza petrolio non si capiscono mobilita' di massa, aviazione, logistica globale, petrolchimica, guerra moderna e geopolitica del Novecento.

Il petrolio, pero', non va studiato per nostalgia o per propaganda. Va studiato con lucidita'. Il futuro non sara' una cancellazione semplice, ma una trasformazione selettiva: alcuni usi diminuiranno prima, altri resisteranno piu' a lungo; alcuni asset perderanno valore, altri resteranno strategici; alcune tecnologie ridurranno le emissioni operative, ma non elimineranno automaticamente il problema delle emissioni finali.

Il punto finale del manuale e' questo: il petrolio richiede uno sguardo adulto. Non basta tifare, condannare o ripetere slogan. Serve capire la sostanza, la roccia, il pozzo, il giacimento, l'impianto, la nave, il mercato, lo Stato, l'ambiente e il clima. Serve la capacita' di collegare discipline diverse senza confonderle.

Chi studia il petrolio con rigore impara anche a leggere i sistemi complessi: una scelta tecnica puo' produrre effetti economici; una decisione economica puo' generare vulnerabilita' politica; una rotta marittima puo' cambiare un prezzo; una molecola puo' diventare un problema climatico; una transizione industriale non si annuncia soltanto, si costruisce.

Questo manuale finisce qui, ma il tema non finisce. Il petrolio continuera' a essere studiato, regolato, contestato, trasformato, sostituito in parte e usato in parte. Capirlo bene significa essere meno ingenui davanti alle crisi energetiche, alle promesse tecnologiche, ai conflitti geopolitici, ai grafici di mercato e alle narrazioni troppo facili.

La conclusione piu' solida e' anche la piu' sobria: il petrolio e' stato una delle grandi infrastrutture della modernita'. Il futuro richiede di conoscerlo abbastanza bene da usarne meno dove possibile, gestirlo meglio dove necessario, ridurne gli impatti, dismetterne correttamente le eredita' e costruire alternative reali. Questa e' la differenza tra opinione e competenza.

Bibliografia e fonti essenziali

Bibliografia

- [1] U.S. Energy Information Administration, *Oil and petroleum products explained*, <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/>.
- [2] U.S. Energy Information Administration, *Refining crude oil: the refining process*, <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/refining-crude-oil-the-refining-process.php>.
- [3] U.S. Energy Information Administration, *How many gallons of gasoline and diesel fuel are made from one barrel of oil?*, <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=327&t=9>.
- [4] U.S. Energy Information Administration, *Oil and petroleum products explained: oil imports and exports*, <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/imports-and-exports.php>.
- [5] U.S. Energy Information Administration, *Oil tanker sizes range from general purpose to ultra-large crude carriers on AFRA scale*, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=17991>.
- [6] U.S. Energy Information Administration, *World Oil Transit Chokepoints*, https://www.eia.gov/international/analysis/special-topics/World_Oil_Transit_Chokepoints.
- [7] U.S. Energy Information Administration, *Oil and petroleum products explained: oil prices and outlook*, <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/prices-and-outlook.php>.
- [8] U.S. Energy Information Administration, *Oil and petroleum products explained: oil and the environment*, <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/oil-and-the-environment.php>.
- [9] U.S. Energy Information Administration, *What drives crude oil prices: supply OPEC*, <https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/supply-opec.php>.
- [10] U.S. Energy Information Administration, *An introduction to crack spreads*, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=1630>.
- [11] Intercontinental Exchange, *Brent Crude Futures*, <https://www.ice.com/products/219/Brent-Crude-Futures>.
- [12] CME Group, *Light Sweet Crude Oil Futures*, <https://www.cmegroup.com/markets/energy/crude-oil/light-sweet-crude.html>.

- [13] Organization of the Petroleum Exporting Countries, *OPEC Reference Basket (ORB)*, <https://www.opec.org/opec-reference-basket-orb.html>.
- [14] Organization of the Petroleum Exporting Countries, *Our Mission*, <https://www.opec.org/our-mission.html>.
- [15] Organization of the Petroleum Exporting Countries, *Member Countries*, <https://www.opec.org/member-countries.html>.
- [16] Organization of the Petroleum Exporting Countries, *Declaration of Cooperation*, <https://www.opec.org/declaration-of-cooperation.html>.
- [17] Organization of the Petroleum Exporting Countries, *OPEC launches World Oil Outlook 2026 and sees global oil demand reaching 124 mb/d by 2050*, <https://www.opec.org/pr-detail/1854607-18-june-2026.html>.
- [18] International Energy Agency, *Oil Market Report – June 2026*, <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-june-2026>.
- [19] International Energy Agency, *Energy Security*, <https://www.iea.org/topics/energy-security>.
- [20] International Energy Agency, *Global Methane Tracker 2026*, <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2026>.
- [21] International Energy Agency, *Carbon Capture, Utilisation and Storage*, <https://www.iea.org/energy-system/renewables-and-low-emissions/carbon-capture-utilisation-and-storage>.
- [22] U.S. Department of the Treasury, Office of Foreign Assets Control, *Guidance on Implementation of the Price Cap Policy for Crude Oil of Russian Federation Origin*, <https://ofac.treasury.gov/recent-actions/20221122>.
- [23] Intergovernmental Panel on Climate Change, *AR6 Synthesis Report: Summary for Policymakers Headline Statements*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/resources/spm-headline-statements/>.
- [24] Greenhouse Gas Protocol, *Corporate Accounting and Reporting Standard*, <https://ghgprotocol.org/corporate-standard>.
- [25] U.S. Environmental Protection Agency, *Scope 1 and Scope 2 Inventory Guidance*, <https://www.epa.gov/climateleadership/scope-1-and-scope-2-inventory-guidance>.
- [26] U.S. Energy Information Administration, *Glossary: API gravity*, https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=API_gravity.
- [27] U.S. Energy Information Administration, *Crude oils have different quality characteristics*, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7110>.
- [28] U.S. Energy Information Administration, *Changing quality mix is affecting crude oil price differentials and refining decisions*, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33012>.

- [29] American Association of Petroleum Geologists Wiki, *Petroleum system*, https://wiki.aapg.org/Petroleum_system.
- [30] American Association of Petroleum Geologists Wiki, *Reservoir system*, https://wiki.aapg.org/Reservoir_system.
- [31] American Association of Petroleum Geologists Wiki, *Trap*, <https://wiki.aapg.org/Trap>.
- [32] U.S. Energy Information Administration, *Where our oil comes from in depth*, <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/where-our-oil-comes-from-in-depth.php>.
- [33] U.S. Energy Information Administration, *Offshore oil and natural gas in depth*, <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/offshore-oil-and-gas-in-depth.php>.
- [34] U.S. Energy Information Administration, *Natural gas explained: drilling and production*, <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/drilling-and-production.php>.
- [35] Occupational Safety and Health Administration, *Oil and Gas Well Drilling and Servicing eTool*, <https://www.osha.gov/etools/oil-and-gas>.
- [36] Occupational Safety and Health Administration, *Oil and Gas Well Drilling and Servicing eTool: Well Completion*, <https://www.osha.gov/etools/oil-and-gas/well-completion>.
- [37] Occupational Safety and Health Administration, *OSHA Technical Manual: Petroleum Refining Process*, <https://www.osha.gov/otm/section-4-safety-hazards/chapter-2>.
- [38] U.S. Environmental Protection Agency, *Petroleum Refining Effluent Guidelines*, <https://www.epa.gov/eg/petroleum-refining-effluent-guidelines>.
- [39] Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, *PHMSA's Mission*, <https://www.phmsa.dot.gov/about-phmsa/phmsas-mission>.
- [40] International Maritime Organization, *MARPOL Annex I: Prevention of Pollution by Oil*, <https://www.imo.org/en/ourwork/environment/pages/oilpollution-default.aspx>.
- [41] International Maritime Organization, *Construction Requirements for Oil Tankers: Double Hulls*, <https://www.imo.org/en/ourwork/environment/pages/constructionrequirements.aspx>.
- [42] International Maritime Organization, *Piracy and armed robbery against ships*, <https://www.imo.org/en/ourwork/security/pages/piracyarmedrobberydefault.aspx>.
- [43] Bureau of Safety and Environmental Enforcement, *Well Control Rule*, <https://www.bsee.gov/guidance-and-regulations/regulations/well-control-rule>.

- [44] Bureau of Safety and Environmental Enforcement, *Production Safety Systems Rule*, <https://www.bsee.gov/guidance-and-regulations/regulations/production-safety-systems-rule>.
- [45] Bureau of Safety and Environmental Enforcement, *Oil and Gas*, <https://www.bsee.gov/oil-gas>.
- [46] U.S. Department of Energy, *Enhanced Oil Recovery*, <https://www.energy.gov/hgeo/enhanced-oil-recovery>.
- [47] U.S. Department of Energy, *Strategic Petroleum Reserve*, <https://www.energy.gov/hgeo/opr/strategic-petroleum-reserve>.
- [48] Society of Exploration Geophysicists Wiki, *Resistivity log*, https://wiki.seg.org/wiki/Resistivity_log.
- [49] Society of Petroleum Engineers, Journal of Petroleum Technology, *PRMS Classifications: Updated Methodology for Resource Inventory Management*, <https://jpt.spe.org/prms-classifications-updated-methodology-resource-inventory-management>.
- [50] Bureau of Ocean Energy Management, *Classification and Methodology for Reserves Calculations*, <https://www.boem.gov/oil-gas-energy/resource-evaluation/classification-and-methodology-reserves-calculations>.

DALLA ROCCIA MADRE AI MERCATI GLOBALI

Il petrolio non è soltanto una risorsa energetica: è una materia prima, un sistema industriale, una filiera tecnologica, un fattore economico e uno strumento geopolitico che ha modellato il mondo contemporaneo.

Questo manuale accompagna il lettore in un percorso progressivo, dalla formazione geologica degli idrocarburi fino all'esplorazione, alla perforazione, alla produzione, al trasporto, alla raffinazione e ai mercati internazionali.

Ogni argomento viene affrontato con taglio tecnico ma introduttivo, costruendo passo dopo passo il lessico, i concetti e le relazioni fondamentali dell'industria petrolifera.

L'obiettivo non è ridurre il petrolio a una semplice sequenza di definizioni, ma mostrarne la complessità: il legame tra sottosuolo e impianti, tra giacimenti e infrastrutture, tra tecnologia e decisioni economiche, tra sicurezza energetica e transizione.

Biografia dell'autore

Francesco Zangari studia Ingegneria Civile con indirizzo strutturale al Politecnico di Milano. Il suo percorso nasce dall'incontro tra formazione tecnica, scrittura editoriale, fotografia e attenzione per il mondo dei trasporti, delle infrastrutture e dei sistemi complessi.

Caporedattore di *Crociere da Sogno Magazine*, costruisce contenuti, redazionali e progetti editoriali con particolare cura per struttura, chiarezza, ritmo e precisione delle informazioni. Nel suo lavoro unisce metodo ingegneristico e sensibilità narrativa, cercando di trasformare argomenti tecnici in percorsi ordinati, leggibili e progressivi.

Questo manuale nasce dalla stessa impostazione: osservare un settore complesso, scomporlo nei suoi elementi fondamentali e ricostruirlo con ordine, collegando geologia, tecnologia, industria, logistica, economia e scenari energetici.