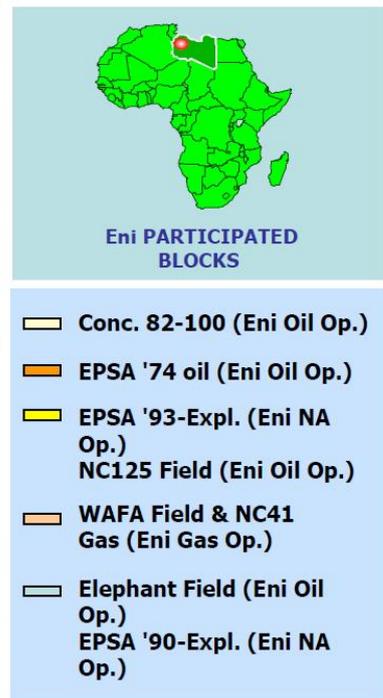
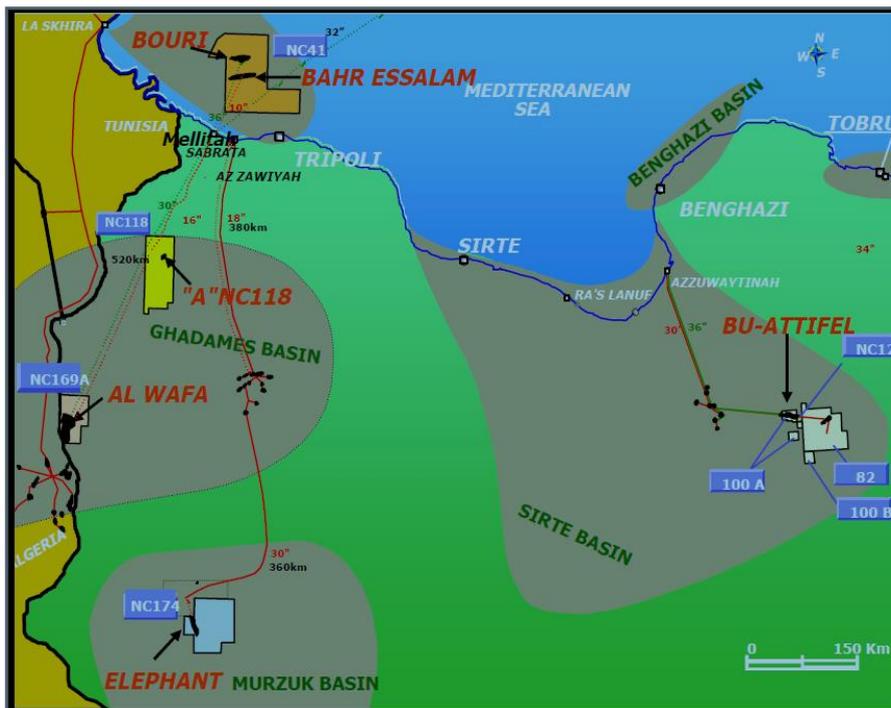


Messa in produzione del giacimento di Bu Attifel (Libia)

Il giacimento di Bu Attifel venne scoperto nel 1967 con il primo pozzo (A1) perforato nel permesso 100, rilasciato dalla BP ed assegnato alla CORI. Il permesso è contiguo alla Concessione 82, in cui erano stati perforati un numero notevole di pozzi senza ritrovamenti importanti, a parte il piccolo giacimento di Rimal.



Venivano successivamente perforati 6 pozzi di delimitazione, di cui due sterili (pozzo 5 e pozzo 6) a nord e sud della struttura che si sviluppa in direzione est-ovest per oltre 10 km e in direzione nord-sud per una lunghezza che raggiunge 4 km. Il giacimento, costituito da arenaria, con uno spessore che supera i 300 metri, si trova a oltre 4000 metri di profondità al di sotto di strati di sale, ed ha riserve largamente superiori a un miliardo di barili. L'olio è molto leggero (44° API), con rapporto gas/olio di 300 mc/mc, fattore di volume 2, di ottima qualità e con una notevole resa in prodotti leggeri, senza H₂S ma con circa il 4% di CO₂ nel gas separato, molto paraffinico con punto di scorrimento (pour point) di 40 °C e necessità di essere trasportato a temperature superiori ai 40 °C fino alle raffinerie; la pressione iniziale di giacimento era di 480 kg/cm², con pressione di bolla 400 kg/cm², e temperatura di 140 °C.

La pressione statica di testa pozzo era di circa 230 kg/cm². La pressione di bolla inferiore alla pressione statica di 80 kg/cm² permetteva di iniziare la iniezione di acqua per il recupero secondario dopo 2 anni dall'inizio della produzione. Il nome Bu Attifel venne assegnato successivamente alla messa in produzione.



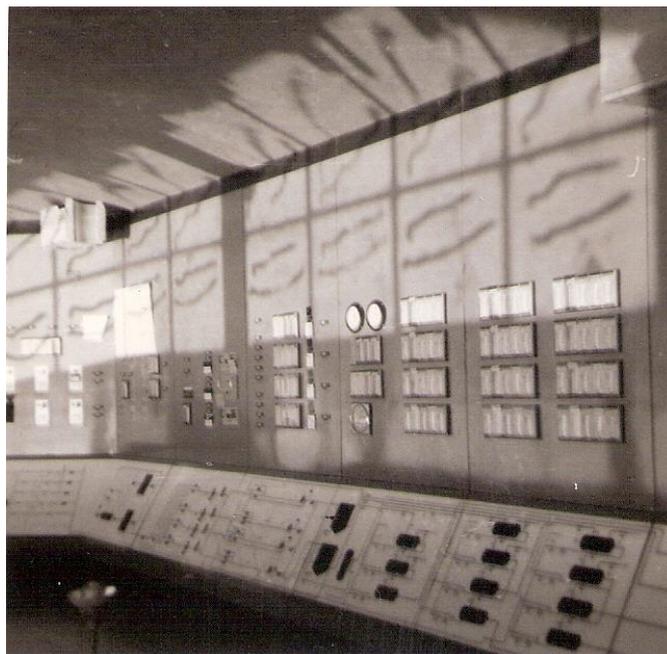
Bu Attifel Dicembre 1968 Prove di produzione del pozzo A1 e raccolta in barili dell'olio per l'esecuzione di test di flusso dell'olio paraffinico nei laboratori di SDM dell'eni

Descrizione del progetto di sviluppo

Lo sviluppo prevedeva 20 pozzi produttivi con profilo di tubaggio $13\frac{3}{8}$, $9\frac{5}{8}$, 7 ” con liner 5 ”. Il completamento dei pozzi perforati prima dell'introduzione della legislazione entrata in vigore dopo la rivoluzione del 1969, prevedeva, tra l'altro, $3\frac{1}{2}$ ” come diametro massimo per il tubing di produzione, con erogazione attraverso lo spazio anulare (annulus) casing 7 ”- tubing $2\frac{7}{8}$ ” , i pozzi perforati successivamente venivano completati con tubing $3\frac{1}{2}$ ” , con possibilità di erogare anche attraverso lo spazio anulare attraverso una valvola di circolazione al di sopra del packer. I pozzi erano dotati di valvola di sicurezza in pozzo azionata idraulicamente sia per l'annulus (per tutti i pozzi) che per il tubing per i pozzi con erogazione attraverso il tubing $3\frac{1}{2}$ ”. La portata per i pozzi completati con erogazione attraverso il tubing era limitata dalla dimensione del tubing a circa 6000 bopd, mentre la portata per i pozzi completati attraverso l'annulus raggiungeva 15000-20000 bopd. Una valvola di blocco (per bassa o alta pressione della flow line) completava il dispositivo di sicurezza del pozzo. Il rating di pressione della croce era di 5000 psi con bracci laterali a forma di Y per le elevate portate previste. L'erogazione, effettiva o possibile attraverso l'annulus, comportava una interflangia, dotata di elemento di tenuta, tra croce e elemento superiore della testa pozzo per ottenere la separazione del flusso del tubing dal flusso dell'annulus, interflangia da 6 ” per i pozzi con erogazione attraverso l'annulus e 10 ” per i pozzi con erogazione attraverso il tubing e possibilità di erogazione attraverso l'annulus. Trappole di lancio per pig per eventuali depositi di paraffina completavano le attrezzature nell'area dei pozzi.

I pozzi erano collegati mediante flow line singole da 8 ” o 10 ”, secondo le portate previste, al centro olio; il manifold di arrivo, oltre a valvole di intercettazione telecomandate, permetteva di convogliare l'olio prodotto a due linee di separazione gas-olio-acqua da 100.000 bopd ciascuna, e una linea di prova, tutte a tre stadi, con pressione di esercizio di 50, 15 e 3 kg/cm^2 . Il gas separato dal primo stadio di separazione veniva convogliato, previa misura attraverso 4 linee attrezzate, mediante un gasdotto di 34 ” lungo 130 km al campo Intisar A della Occidental (OXY) dove, dopo trattamento per recuperare gli idrocarburi pesanti presenti nel gas, veniva iniettato in giacimento. L'olio dal terzo stadio di separazione era convogliato a due serbatoi da 50000 barili. I separatori e i serbatoi erano dotati di serpentine di riscaldamento, come pure tutte le tubazioni interessate dall'olio dopo i separatori erano tracciate con vapore per cui il centro olio includeva due impianti di

dissalazione in sequenza per l'alimentazione con acqua demineralizzata di due caldaie, essendo la salinità dell'acqua disponibile di circa 3 gr/lit.



Panoramica impianti Centro Olio e la sala di controllo durante le fasi di montaggio

L'olio dai serbatoi veniva convogliato mediante elettropompe (4), a 3 linee dotate di valvole di regolazione della portata e misuratori di portata (con meter prover per la correzione dei volumi misurati dai contatori). Veniva, se necessario, riscaldato attraverso due forni, e infine trasportato al campo Intisar A di OXY attraverso un oleodotto da 30", coibentato con 2" di poliuretano espanso, lungo 130 km e dotato di trappole per pig e di due valvole di intercettazione a 1/3 e 2/3 della lunghezza.

Al campo Intisar A di OXY l'olio veniva stoccato in 2 serbatoi da 250.000 bbl, riscaldato, misurato (risultando tale misura il volume consegnato a OXY) e quindi convogliato a batch al terminale di Zueitina, ove l'Agip disponeva inizialmente di una capacità di stoccaggio di 500.000 bbl, successivamente incrementata a 1.500.000 bbl.

Tale incremento di stoccaggio si rese necessario per evitare frequenti fermate di produzione per full storage in caso di mancato attracco delle petroliere per cattive condizioni atmosferiche, considerando che occorre avere sempre disponibile una capacità di stoccaggio di 360.000 barili (pari al volume dell'oleodotto tra centro olio Agip e Intisar A) in caso di necessità di spiazzare con acqua l'oleodotto per chiusura prolungata del porto dovuta a condizioni atmosferiche.

Il caricamento delle petroliere avveniva attraverso uno dei due sea line e relative monoboe disponibili per Agip; il caricamento delle prime due petroliere avvenne previo preriscaldamento del sea line con olio caldo OXY (non paraffinico) caricato sulla petroliera, successivo caricamento dell'olio AGIP caldo e spiazzamento del sea line e linee di collegamento alla monoboa con olio OXY. In seguito il preriscaldamento del sea line avveniva mediante circolazione di olio caldo OXY cui seguiva spiazzamento con olio Agip dello spazio anulare e recupero in serbatoi dell'olio OXY, caricamento dell'olio AGIP attraverso lo spazio anulare e, a fine caricamento dell'olio Agip, spiazzamento dello stesso e delle linee di collegamento alle monoboe con olio OXY, limitando in tal modo l'olio da acquistare da OXY

per ogni caricamento di petroliera. Il terminale disponeva di forni di riscaldamento e stoccaggio per l'olio OXY per uso AGIP. Le petroliere adibite al trasporto erano dotate di serpentine per il riscaldamento.

L'energia elettrica per il centro olio veniva fornita da due turbine a gas da 3 megawatt con possibilità di alimentazione a gasolio e un generatore di emergenza da 300 kW. L'acqua necessaria per il centro olio e successivamente per l'iniezione in giacimento per il recupero secondario veniva fornita da 16 pozzi a profondità di alcune centinaia di metri, con controllo della sabbia mediante filtri da 7" senza tubo base e pulizia della sabbia intorno ai filtri mediante getto di acqua in pressione, tale da smuovere la sabbia alle spalle dei filtri e contemporanea produzione di acqua della formazione mediante air lift fino ad ottenere acqua perfettamente chiara. La decisione di prelevare l'acqua da tale acquifero fu presa dopo l'esito negativo di diverse prove di produzione effettuate nell'estate del 1972 sul pozzo 5, tutte con esito negativo. Quattro serbatoi da 250 m³ erano destinati allo stoccaggio dell'acqua.

Realizzazione del progetto

Il progetto fu realizzato con la perforazione dei pozzi di sviluppo con 4 impianti di perforazione Saipem e il completamento dei pozzi con un impianto Forex. Le perforazioni del liner venivano effettuate, con il controllo di un geologo, dopo il completamento dei pozzi con un impianto Schlumberger con tecnica through tubing, dato il notevole periodo di tempo necessario per completare le perforazioni, che interessavano completamente l'esteso intervallo mineralizzato, e senza spurgo dei pozzi. I pozzi di water supply vennero perforati e completati con elettropompe sommerse da un impianto americano. Per alcuni pozzi, per i quali non era stato sostituito il fango di perforazione con la soluzione salina nel liner, i fucili non erano in grado di discendere nel fango, per cui fu necessario un intervento a tale scopo.

I contratti per i lavori di montaggio del centro olio furono affidati a Saipem che li aveva subappaltati a Montubi, mentre i lavori di strumentazione ed elettrici furono assegnati a Petrochemical; il montaggio dei turbogeneratori avveniva con l'assistenza di tecnici del fabbricante.

Le opere civili furono assegnate a Salini che dopo la realizzazione di quelle del centro olio, con annessi officina e magazzino, procedette con la costruzione degli uffici e laboratori e quindi dell'area residenziale. La coibentazione dei tubi con poliuretano espanso per l'oleodotto veniva effettuato in un impianto a Bengasi a cura di Saipem; il contratto per la posa dell'oleodotto e del gasdotto erano stati assegnati a Saipem, che li subappaltò ad una società libanese che pose il suo campo (incluso quello Saipem per la supervisione) in una zona equidistante tra il campo Agip e Intisar A. La consegna di tutti i materiali (per il centro olio, l'oleodotto e il gasdotto) a Saipem veniva effettuata a Bengasi e Saipem provvedeva al trasporto al campo.

La progettazione e l'esecuzione di tutti i lavori necessari per adeguare gli impianti OXY alle esigenze Agip erano realizzati da Bechtel con costi a carico Agip e pertanto si rese necessario trasferire un assistente ai montaggi del centro olio dal campo presso OXY per il controllo dei suddetti lavori a Intisar A e terminale di Zueitina.

I collegamenti aerei tra Tripoli e il campo erano effettuati inizialmente mediante un DC4 sostituito in seguito da un Foker 27, utilizzando una pista in sabbia compattata con acqua,

distante circa 30 km dal campo e approntata in precedenza da Wintershall per la perforazione di alcuni pozzi esplorativi; i collegamenti con Bengasi erano effettuati con un DC3, avendo infine la disponibilità di un Pilatus per voli occasionali. Le comunicazioni con Tripoli e con Intisar A erano effettuate con ponte radio, a volte con difficoltà o impossibilità di comunicare. Era inoltre disponibile un sistema tipo telefax, anche esso scadente, che permetteva di comunicare con Intisar A. Nell'estate del 1972 veniva montato un sistema di comunicazioni efficiente mediante troposcattering.

L'ottenimento di permessi di lavoro in Libia richiedeva diversi mesi a causa di controlli delle autorità libiche per verificare che non ci fossero rapporti di parentela dei richiedenti con italiani espulsi da poco tempo dalla Libia. Nella marzo del 1971, in qualità di responsabile dei montaggi e della produzione al campo, arrivavo a Tripoli dove restavo per qualche settimana per mancanza di personale addetto alle attività di collegamento tra direzione e il campo. Mi spostai poi a Bengasi per problemi iniziali all'impianto di coibentazione con poliuretano espanso dei tubi dell'oleodotto (trasmissibilità termica superiore al valore richiesto).

Al momento del mio arrivo al campo i serbatoi da 50.000 bbl del centro olio erano stati già costruiti, la posa delle flow line e la prefabbricazione del piping erano in corso. Al fine di ridurre il tempo di fabbricazione del piping, sia i manifold di arrivo al centro olio che il piping relativo ai separatori erano montati su skid fabbricati in Italia.

Il personale per la direzione lavori di montaggio era costituito da due assistenti per i montaggi, due assistenti per la strumentazione, un assistente per i montaggi elettrici, due assistenti per la posa di oleodotto e gasdotto. Il personale per la direzione lavori per opere civili era costituito da un responsabile e due assistenti con frequenti missioni di un esperto dall'Italia. I supervisor dell'impianto Forex per il completamento dei pozzi erano in missione e riportavano agli uffici di Tripoli. I turni di lavoro erano di 63 giorni al campo e 21 giorni di riposo in Italia. Nella sede di Tripoli nell'estate arrivarono il direttore tecnico e il capo della produzione, a cui si faceva riferimento per problemi di montaggio, con miglioramento delle comunicazioni con la direzione, nonché il responsabile dei giacimenti da cui dipendeva il responsabile dei completamenti e work over.

Dopo la conclusione degli accordi tra Agip e OXY, nell'estate del 1971, iniziava la posa dell'oleodotto, previo tracciamento da parte di topografi Agip, con avanzamento iniziale ridotto per le numerose riparazioni di saldature necessarie, avanzamento che superò in breve oltre 2 km/giorno dopo che la qualità delle saldature divenne buona; la coibentazione con poliuretano espanso in corrispondenza delle saldature veniva effettuata da Saipem. Alla fine della posa dell'oleodotto venne effettuata la posa del gasdotto. Nell'estate e nell'autunno del 1971 i lavori di montaggio del centro olio progredirono speditamente; i lavori di ultimazione dei montaggi del centro olio furono effettuati da Montubi con controllo diretto da parte di Agip, poiché Saipem non ritenne più conveniente continuare a mantenere la sua organizzazione per i lavori di montaggio al centro olio per la piccola entità dei lavori. Nell'autunno venivano iniziati gli spurghi dei pozzi.

I problemi principali riguardanti i lavori di montaggio del centro olio e la posa dell'oleodotto e gasdotto furono:

- insufficienza dei materiali ordinati per il centro olio; a seguito di ripetute comunicazioni di Saipem circa la mancanza di materiali necessari e malgrado

assicurazioni da parte della direzione, si dovette procedere alla compilazione della lista di tutti i materiali necessari in base ai disegni (circa 30 lay out e circa 100 sketch di fabbricazione) e confrontarla con quelli ordinati (oltre 900 voci, anche per il fatto che lo stesso item risultava essere stato ordinato con ordini diversi). Risultarono mancanti oltre trenta tipologie di materiali e si pose rimedio mediante fabbricazione di curve di grosso diametro da tubi, recupero di alcuni materiali da un impianto abbandonato per la produzione di gasolio per gli impianti di perforazione e con invio di un assistente ai montaggi in Italia per reperire nei magazzini Agip in Italia i suddetti materiali.

- riparazione di perdite in alcune connessioni saldate sui mantelli di diversi separatori evidenziate durante i collaudi; riparazione del manifold di un forno danneggiato durante il trasporto; dopo collaudo con esito negativo, estrazione della sede per la tenuta della valvola a sfera da 30" della partenza dell'oleodotto e rettifica al tornio dell'anello per tenuta in teflon, deformato a causa della parziale apertura della valvola per un lungo tempo.
- modifica del sistema di ancoraggio in partenza e in arrivo dell'oleodotto progettato da Agip con adozione del sistema progettato per conto OXY, dopo rigetto da parte di OXY del progetto Agip, progetto che peraltro era stato ritenuto non valido da parte di un assistente alla posa dell'oleodotto in base alla sua precedente esperienza con comunicazione a Tripoli e quindi alla direzione;
- modifica dell'arrivo del gasdotto, precedentemente concordato da Agip e OXY, dall'area di trattamento del gas ad un'area più distante per motivi di sicurezza, con necessità di materiali di grosso diametro (tubi, valvole e flange) che fortunatamente erano disponibili a fine montaggio del centro olio; preparazione delle curve necessarie per l'arrivo del gasdotto in area OXY mediante curvatura di tubi 34", non potendo utilizzare le curve ordinate per diametro delle estremità inferiore al diametro dei tubi.

Per quanto riguarda i pozzi i problemi furono:

- perdita dall'interflangia da 10" 5000 psi del pozzo 20 durante lo spurgo a fine completamento, a causa dell'aumento della temperatura dell'olio erogato (oltre 100°C); la perdita veniva fermata mediante la chiusura della valvola di sicurezza in pozzo; l'assistente ai montaggi mi riferiva che nei compressori di gas alternativi il serraggio dei tiranti delle testate, all'avviamento e dopo aumento della temperatura, era una operazione comune. Avendo rilevato che i dadi dei tiranti da 1⁷/₈ risultavano non serrati adeguatamente al momento della perdita, alla riapertura del pozzo si procedeva al serraggio dei tiranti con la coppia di serraggio necessaria, mantenendo costante la coppia di serraggio durante l'aumento di temperatura con un consistente avvitamento. Quindi si procedeva alla chiusura del pozzo con conseguente raffreddamento e quindi alla riapertura con aumento della temperatura senza necessità di ulteriore serraggio, completando lo spurgo. Tale procedura venne quindi seguita successivamente per tutti i pozzi, in special modo per quelli con interflangia da 10", ove il serraggio durante il riscaldamento era notevole. La decisione di tale soluzione fu effettuata al campo per la necessità di procedere con le operazioni di spostamento dell'impianto.
- svincolo della annulus safety valve in tre pozzi con erogazione attraverso il tubing durante gli spurghi per aumento di pressione del fluido dell'annulus causa mancata apertura della annulus safety valve, con necessità di interventi di riparazione. Gli

spurghi erano stati effettuati durante il periodo di Natale 1971, con molto personale del campo in Italia per turno di riposo in previsione del prossimo inizio della produzione. Alla luce di tale fenomeno, in accordo con il responsabile della perforazione, veniva richiesta alla direzione la verifica di resistenza alle sollecitazioni dei casing per aumento di pressione dovuto all'aumento della temperatura per i primi pozzi perforati pozzi che presentavano fango intrappolato alle spalle del casing 7".

- perdita del casing 7" al pozzo 4; durante lo spurgo del pozzo, con erogazione attraverso l'annulus, si verificava fuoruscita di olio dall'intercapedine 7"-9"⁵/₈. Durante l'intervento eseguito nell'estate del 1972, risultò che parte della testa del casing 7" era stata riparata, saldando un pezzo di lamiera, a seguito completa usura dello stesso durante la perforazione del foro al di sotto del casing 7". Il casing 7", con intercapedine 7"-9"⁵/₈ cementata alla testa, fu riparato, previo recupero della sezione del casing al di sopra della prima connessione, mediante reintegro del casing con un casing patch; il pozzo fu completato con erogazione attraverso il tubing.
- perdita dell'annulus safety valve al pozzo 15 con erogazione attraverso il tubing; durante lo spurgo attraverso il tubing, si aveva la fuoruscita di olio dall'annulus tubing-casing a causa di una perdita nella annulus safety ; a seguito di tale fatto, veniva installata durante gli spurghi una valvola con comando a distanza a valle della saracinesca dell'annulus.

Preparativi per l'avviamento

All'avviamento risultavano completati gli uffici e i laboratori che, tra l'altro, avrebbero fornito, mediante misure di laboratorio, il coefficiente di correzione per calcolare, in base volumi misurati a temperature elevate dai misuratori, i volumi in condizioni standard (60°F), secondo una procedura elaborata dai laboratori della direzione, per tener conto della maggiore riduzione di volume dovuta al passaggio dallo stato liquido allo stato solido dell'olio alle condizioni standard. Venivano effettuate preventivamente le prove di impianti (generatori, impianti elettrici, dissalatori, caldaie) e al flussaggio con gas delle flow line. Per determinare l'effettivo valore di trasmissibilità termica dell'oleodotto, veniva effettuato il pompaggio di acqua calda nell'oleodotto con rilievo della temperatura in corrispondenza delle valvole di intercettazione intermedie e all'arrivo al fine di permettere a Snam Progetti (progettista dell'oleodotto) di fornire, sulla base del valore effettivo di trasmissibilità termica, le cadenti termiche in fase di riscaldamento, pompaggio e fermata dell'oleodotto e permettendo di conoscere in particolare il tempo disponibile prima di effettuare lo spiazzamento con acqua dell'oleodotto in caso di fermata. Per poter procedere allo spiazzamento con acqua dell'oleodotto in caso di shut down dei due turbogeneratori, evento peraltro verificatosi durante una prova di messa in parallelo dei due turbogeneratori con lunghi tempi di riparazione, veniva installata una pompa a pistoncini azionata da motore diesel per spiazzamento dell'oleodotto. Venivano concordati con OXY i flussi di informazioni necessarie per la gestione del trasporto dell'olio dal campo Agip al terminale.

Nel febbraio 1972, al completamento dei lavori da parte di OXY, con un personale non sufficiente e scarso supporto di contrattisti, si procedeva quindi a dare inizio alla apertura dei pozzi; la produzione dovette essere interrotta nel giro di pochi giorni per problemi dovuti alle elevate temperature dell'olio prodotto che comportarono tensioni nel piping di testa pozzo in corrispondenza delle trappole di lancio per pig e di collegamento alle croci di erogazioni, nonché fuoruscita di alcune flow line. I problemi furono risolti nel giro di pochi giorni

collegando le croci di erogazione con le trappole di lancio per pig mediante tubing avvitati collegati alle estremità con maglie snodabili, mentre le flow line venivano interrato nuovamente dopo averle fatte adagiare sul terreno. Si procedeva alla riapertura dei pozzi e quindi all'inizio del pompaggio dell'olio nell'oleodotto. Contemporaneamente veniva iniziata la fabbricazione e l'installazione di omega per risolvere in maniera definitiva i problemi per le elevate temperatura nelle aree dei pozzi. Quindi a causa di un incidente d'auto rientravo in Italia.



Il fuoristrada ribaltato durante un'ispezione notturna di Rucci ad un pozzo in produzione

Fermata e ripresa della produzione, interventi successivi, considerazioni finali

Dopo il caricamento di due petroliere, la produzione veniva fermata ufficialmente per mancanza di permesso all'esportazione in attesa della conclusione di un nuovo accordo tra Agip e governo libico, in discussione da lungo tempo. Al mio rientro in Libia nella primavera del 1972, venivano effettuate riparazioni alle estremità delle fiaccole, Si procedeva inoltre alla catalogazione di tutti i materiali residui a fine montaggio e dei pezzi di ricambio in magazzino, mentre continuavano i lavori di costruzione dell'area residenziale. Inoltre arrivava al campo e veniva alloggiata, con qualche problema, una guarnigione di polizia.

In settembre rientravo definitivamente in Italia nell'ambito di una serie di sostituzioni e con un incremento dell'organico. Dopo qualche mese, a seguito dell'accordo con cui il governo libico acquisiva il 50% dei diritti delle concessioni 100 e 82, con partecipazione ai costi sostenuti nelle due aree, si riprendeva la produzione.

Dopo la messa in produzione si dovette intervenire sull'impianto con sostituzione delle giranti delle elettropompe di trasferimento, che per shock termico si sfaldavano, con giranti in materiale resistente per tali condizioni. Dopo la rottura di un tratto di saldatura tra mantello e tetto, dovuta all'ingresso nei serbatoi di acqua recuperata, insieme all'olio, dalla vasca di decantazione, con vaporizzazione immediata e aumento della portata di gas da smaltire, i

serbatoi dovettero essere protetti contro picchi di alta pressione provvedendo all'installazione di recipienti resistenti a pressione.

Per quanto riguarda i pozzi, si verificarono inconvenienti in due completamenti, con erogazione dall'annulus e tubing 2" ⁷/₈ sospeso, dovuti alla rottura del tubing, presumibilmente per vibrazioni e sollecitazione a fatica, e la conseguente caduta nel liner 5". Il pozzo 7, colmatato con fango pesante, venne abbandonato dopo il secondo intervento per il recupero del tubing dal liner 5", poiché si verificò il collasso del casing 7" in corrispondenza di strati salini al di sopra del liner, mentre il pozzo 4, colmatato con soluzione salina, fu recuperato; si fa notare che i pozzi che non avevano un doppio casing in corrispondenza degli strati salini furono oggetto di interventi di estensione del liner. Il pozzo 7 venne riperforato.

Questa nota è stata preparata sulla base di ricordi, non avendo un diario sugli eventi; mi scuso per eventuali imprecisioni e dimenticanze. In conclusione ritengo che un progetto alquanto complesso, malgrado limitate risorse umane allocate e problemi sopra menzionati, venne realizzato grazie all'impegno e allo spirito di collaborazione di quanti vi furono coinvolti.

San Donato Milanese, Febbraio 2014

Domenico Rucci