

ADELINO PEMBA
NGOMBE

**ESTADO DA ARTE DA
TECNOLOGIA E DO PROCESSO
DE EXPLORAÇÃO DE SHALE
GAS E POTENCIAL DE
EXPLORAÇÃO DESTE GÁS EM
PORTUGAL**

Dissertação submetida como requisito parcial para
obtenção do grau de **Mestre em Energia**

Júri

Presidente:

Doutor Luís Manuel Rodrigues Coelho,
Professor Adjunto da ESTSetúbal;

Orientador:

Doutor Alexandre Miguel Magrinho, Professor
Adjunto da ESTSetúbal;

Vogal:

Doutor Raul Carlos Godinho Santos Jorge,
Professor Auxiliar do Departamento de Geologia
da FCUL;

Vogal:

Eng.º Álvaro Lopes Belo Henriques de Carvalho,
Senior Reservoir Engineer of PARTEX Oil &
Gas.

Setúbal, 29 de Julho de 2015

AGRADECIMENTOS

A Deus em primeiro lugar por ter-me dado vida e a oportunidade de concluir o curso. Em seguida tenho a agradecer a minha família, que me acompanha em Portugal; nessa difícil tarefa de formação, por isso, uma dedicatória especial a minha esposa *Sra. Laurinda Tona*, pelo apoio diário e fundamental para o alcance do objetivo. Aos meus irmãos, em Angola, que apesar da distância têm dado um apoio moral e material para o sucesso da formação. Aos professores, do curso de Mestrado em Energia e à coordenação, pela disponibilidade total no esclarecimento de dúvidas ao longo da formação. Um especial agradecimento ao Orientador Dr. Alexandre Magrinho, por ter aceitado o desafio de orientar um tema como o de *shale gas* fora do comum da realidade Portuguesa. Um grande abraço, para todos colegas do curso de Mestrado em Energia 2013/2014, pelo apoio prestado e convivência saudável durante o curso. De igual modo, os agradecimentos para todos os funcionários da escola e todas as pessoas em geral, que direta ou indiretamente contribuíram para a minha formação.

RESUMO

Apresenta-se uma análise da influência do *shale gas* nas principais economias do mundo, onde se mostra como os Estados Unidos da América obtiveram benefícios económicos, quer no mercado de importação de *crude oil*, quer na geração de riqueza, através do contributo positivo com a aposta no *shale gas*.

Para a compreensão da origem do gás natural explica-se a história geológica da terra bem como a génese dos hidrocarbonetos e do *shale*. A dinâmica das transformações termoquímicas e as migrações para armadilhas onde são encontradas as acumulações deste gás são também analisadas. Apresenta-se o estado da arte da tecnologia e de técnicas de exploração de poços de *shale gas* assim como as fases essenciais deste processo.

Analisa-se a dependência energética e a história de pesquisa de hidrocarbonetos em Portugal juntamente com o potencial de *shale gas* no país. A pesquisa de hidrocarbonetos no país demonstrou potencial, de geração de matéria orgânica, fator fundamental para a existência de acumulações de *shale gas*. Com base no conhecimento, nas técnicas e tecnologias aplicadas nas grandes bacias Americanas, pode-se afirmar, que atualmente a exploração *shale gas* pode ser efetuada com segurança ambiental. Uma análise preliminar de viabilidade económica de um caso de estudo aponta para períodos de retorno de capital inferiores a 4 anos.

Palavras-chave

Shale gas; fracturação hidráulica; exploração não convencional; hidrocarbonetos

ABSTRACT

Is presented an analysis of the influence of *shale gas* on the world major economies, showing how the United States obtained economic benefits, either in the crude oil import market either in wealth regeneration, gross domestic product through the positive contribution to investing on shale gas.

For comprehension of natural gas origin, is explained the geological history of earth, like genesis of hydrocarbon and shale, the dynamics of thermo chemical transformations and migrations to traps where the hydrocarbon reserves are.

It's also presents the technology and techniques applied in *shale gas* exploration wells as well the key stages of this process.

The energy dependence is analyzed and the history of hydrocarbon survey in Portugal along with the potential of *shale gas* in the country. The hydrocarbon exploration in the country showed a potential of generation of organic matter, key factor to the existence of accumulations of shale gas. Based on the knowledge, techniques and technologies applied in large American shale gas basins, it can be recognized today, that the shale gas exploration can be done with high level of safety to environment. Based in a preliminary economic viability analysis of a case study despite the large size, however the result shows, an economic feasibility appealing, with the return of capital invested into 4 years.

Key words

Shale gas; hydraulic fracturing; unconventional exploration; hydrocarbon

ÍNDICE GERAL

Agradecimentos	ii
Resumo	iii
Palavras-chave	iii
Abstract.....	iv
Key words	iv
Índice geral	v
Índice de figuras.....	x
Índice de tabelas.....	xiii
Lista de Siglas e Acrónimos	xv
Glossário	xviii
Lista de Símbolos.....	xix
1 Introdução	1
1.1 Objetivo do trabalho	2
1.2 Materiais e Métodos do trabalho.....	3
1.3 Estrutura e conteúdo do trabalho	5
2 Panorama económico, crescimento do produto interno bruto - PIB mundial	7
2.1 <i>Shale gas</i> e a sua implicação no mundo.....	8
2.1.1 Economia Chinesa	8
2.1.2 Economia dos EUA	9
2.2 Produção de <i>Shale gas</i> nos EUA.....	10

2.3	Consumo de energia primária (quadrilhões Btu) EUA.....	12
2.4	Preço por tipo de consumidor de gás nos EUA	14
2.5	Comparação do preço do gás, EUA versus Euro área e Japão	16
2.6	Preço de importação de Barril de crude oil.....	17
2.7	Análise e Conclusões do capítulo	19
3	Génese dos hidrocarbonetos.....	20
3.1	Hidrocarbonetos fósseis	21
3.1.1	Reação da fotossíntese	21
3.1.2	Energia através de hidratos de carbono	23
3.1.3	Formação natural de hidrocarbonetos fósseis.....	23
3.1.4	Estágios da maturidade de hidrocarbonetos	25
3.1.5	Fatores fundamentais para determinar o potencial da rocha mãe.....	28
3.1.6	Classificação de hidrocarbonetos	32
3.1.6.1	Classificação de óleo segundo o grau API	34
3.2	<i>Shale gas</i>	35
3.2.1	Bacias de <i>shale gas</i> na Europa.....	35
3.2.2	Ranking mundial em reservas de <i>shale gas</i>	36
3.2.3	A diferença entre <i>shale gas</i> e gás convencional	37
3.3	Shale.....	39
3.3.1	Mineralogia do <i>shale</i>	39
3.3.2	Características geológicas das principais bacias de shale gas dos EUA	39

3.3.3	Cor do <i>shale</i>	42
3.3.4	Constituintes do gás natural	44
3.4	Análise e Conclusões do capítulo	45
4	Construção de um poço de hidrocarbonetos - visão geral.....	46
4.1	Cronologia, poço de <i>shale gas</i> , referência <i>Barnett Shale</i> -EUA / poço de petróleo convencional em África.....	46
4.1.1	Resumo cronológico num poço típico de petróleo convencional	47
4.2	Análise e Conclusões do capítulo	49
5	Fases para exploração de hidrocarbonetos fósseis	50
5.1	Planificação	50
5.1.1	Licença de exploração	50
5.1.2	Sísmica.....	50
5.1.3	Construção de estradas	52
5.2	Perfuração	52
5.2.1	Fluidos de perfuração	52
5.2.2	Arquitetura do furo	55
5.2.3	Cimentação	68
5.2.4	As principais funções do cimento em poços de hidrocarbonetos	69
5.2.5	Classes de cimento e intervalos de aplicação	69
5.2.5.1	Propriedades da pasta de cimento	72
5.2.6	Classificação de <i>casing</i>	76

5.2.6.1	Elementos de controlo de poço	78
5.3	Fraturação hidráulica.....	79
5.3.1	Controlo sísmico da fraturação hidráulica	81
5.3.2	Composição química da mistura de fraturação.....	82
5.4	Produção	83
5.4.1	Estratégia de perfuração para eficiência na produção	84
5.4.2	Técnicas aplicadas para o crescimento da produção de gás nos EUA	85
5.4.3	Brocas, contribuição na aposta ao <i>shale gas</i>	86
5.4.4	Técnicas de perfuração extended reach drilling (ERD).....	91
5.4.4.1	Benefícios Ambientais	91
5.4.5	Bacia de Marcellus - EUA.....	94
5.4.6	Perfil de produção média das principais bacias de <i>shale gas</i>	95
5.4.6.1	Rendimento do <i>shale gas</i> ao longo prazo.....	96
5.5	Análise e Conclusões do capítulo	99
6	Portugal	101
6.1	Dependência de energia em Portugal.....	101
6.2	Consumo de Petróleo em Portugal por setor.....	103
6.3	Diversificação de importação Portuguesa de Petróleo em 2012.....	104
6.4	História de Pesquisa sísmica em Portugal.....	105
6.4.1	Blocos concessionados	107

6.4.1.1	Poço 14 A -1.....	108
6.4.1.2	Qualidade de óleo encontrado	110
6.4.1.3	Poço <i>Moreia1</i>	110
6.5	Potencial de <i>Shale Gas</i> em Portugal	113
6.5.1	Sondagem em Aljubarrota	114
6.5.1.2	Sistema petrolífero Meso - Cenozóico	116
6.6	Análise e Conclusões do capítulo	117
7	Análise de viabilidade económica do projeto	118
7.1.1	Método de cálculo para a viabilidade económica.....	119
7.2	Análise e Conclusões do capítulo	121
8	Conclusões finais	122
9	Referências bibliográficas e sites	124
9.1	Livros	124
9.2	Sites.....	125
10	Anexos.....	129
10.1	Anexo A.....	129
10.2	Anexo B	131
10.3	Anexo C	135
10.4	Anexo D	137
10.5	Anexo E	140

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Produção de gás em diversas fontes.	10
Figura 2-2: Produção de <i>shale gas</i> e gás convencional nos Estados Unidos da América (EUA)	11
Figura 2-3: Consumo por energia primária EUA	12
Figura 2-4: Consumo de gás por setor nos EUA.	13
Figura 2-5: Comparação de preços de gás, EUA vs Euro Área e Japão.	16
Figura 2-6: Preço de petróleo a nível mundial, referência WTI.	18
Figura 3-1: Processo da fotossíntese	22
Figura 3-2: Fases de deposição de matéria orgânica nas rochas sedimentares	24
Figura 3-3: Armadilhas estruturais	25
Figura 3-4: Fases de maturidade para geração de hidrocarbonetos.	26
Figura 3-5: Fases de maturidade de matéria orgânica.	27
Figura 3-6: Classificação de maturação em hidrocarbonetos.	31
Figura 3-7: Bacias com potencial de <i>shale gas</i> na Europa.	35
Figura 3-8: Diferença entre <i>shale gas</i> e gás convencional.	38
Figura 3-9: Localização de bacias de shale gas	40
Figura 3-10: Cores de shale.	43
Figura 4-1: Tempo para construção do poço de <i>shale gas</i>	46
Figura 4-2: Perfil do poço de exploração de petróleo convencional	48
Figura 5-1: Arquitetura típica em perfurações <i>onshore</i>	56

Figura 5-2: Faixa de trabalho para o fluido de perfuração.	57
Figura 5-3: construção de trajetória, fonte- <i>Cougar drilling solution</i>	59
Figura 5-4: Performance do <i>mud motor</i>	62
Figura 5-5: Pressões em função do caudal do fluido de perfuração.....	62
Figura 5-6: Tipo I Build and Hold	63
Figura 5-7: disposições de estabilizadores em BHA de diversos tipos de perfis	64
Figura 5-8: Tipo II Build, hold and drop- Modelação através de software (SES).....	65
Figura 5-9: Tipo III horizontal - Modelação através de software (SES).....	66
Figura 5-10: Comparação de motor tradicional com motor inovado	67
Figura 5-11: Tipo III horizontal - Modelação através de software (SES).....	68
Figura 5-12: influência do caudal na transmissão de calor à pasta de cimento.....	73
Figura 5-13: Fase final de cimentação.....	78
Figura 5-14: Fraturação hidráulica	81
Figura 5-15: Novos poços através do <i>pad drilling</i>	84
Figura 5-16: Técnicas que influenciaram o crescimento da produção de gás nos EUA. ..	86
Figura 5-17: Roller cone bit	87
Figura 5-18: características hidráulicas por tipo de formação rochosa.	88
Figura 5-19: Stingblade bit, (esquerda), stinger element (direita) da figura;	90
Figura 5-20: vibrações em PDC Vs stingblade bit.	90
Figura 5-21: Técnicas de perfuração.	91
Figura 5-22: Perfuração Multilateral.	92

Figura 5-23: Perfil de produção de <i>shale gas</i> - Marcellus, EUA.	94
Figura 5-24: Evolução da produtividade das bacias de <i>shale gas</i>	96
Figura 5-25: Declínio da produção do <i>shale gas</i>	98
Figura 5-26: Produção após nova estimulação de poços.	99
Figura 6-1: Dependência energética de Portugal.	101
Figura 6-2: Consumo de petróleo por setor em Portugal.	103
Figura 6-3: Diversificação de importação de petróleo para Portugal.	104
Figura 6-4: História de pesquisa sísmica em Portugal.	105
Figura 6-5: Mapa de exploração de hidrocarbonetos em Portugal.	106
Figura 6-6: Blocos em pesquisa ou exploração de hidrocarbonetos em Portugal.	107
Figura 6-7: Perfil geológico do poço 14 A-1.	109
Figura 6-8: Perfil geológico do poço Moreia 1.	111
Figura 6-9: Bacia Lusitânica, potencialidades em hidrocarbonetos.	114
Figura 6-10: sistema petrolífero Paleo-Mesozoica.	115
Figura 6-11: sistema petrolífero Meso - Paleozoica.	116

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1: Panorama económico, crescimento do <i>Produto Interno Bruto</i> PIB Mundial ..	7
Tabela 3-1: História geológica da Terra	21
Tabela 3-2: Potencial em Carbono Orgânico Total (TOC) de rochas mãe de <i>shale</i> e carbonatos	28
Tabela 3-3: Tipos de querogénio gerados pela Matéria Orgânica	30
Tabela 3-4: Série homóloga dos Alcanos	33
Tabela 3-5: Classificação de óleo segundo o grau API	34
Tabela 3-6: Ranking dos 10 países com maiores reservas de <i>shale gas</i> do mundo	36
Tabela 3-7: Características geológicas das principais bacias de <i>shale gas</i> dos EUA.....	41
Tabela 3-8: Características geológicas da bacia de Fayetteville, EUA	42
Tabela 3-9: Principais constituintes do gás natural	44
Tabela 5-1: Força mecânica recomendada aos diversos componentes.....	60
Tabela 5-2: Razão de crescimento do ângulo com a trajetória e as calibrações em função do diâmetro do furo	61
Tabela 5-3: Propriedades normativas na classe G	71
Tabela 5-4: Perdas de fluido recomendadas pelo API.....	75
Tabela 5-5: Composição química do fluido de fraturação hidráulica	82
Tabela 5-6: características do <i>pad drilling</i> , <i>Barnett shale</i> , USA.....	85
Tabela 5-7: Ritmo de queda da produtividade em <i>shale gas</i> , poços Fayetteville	97
Tabela 7-1: Custo por bacia de <i>shale gas</i> , EUA.....	118

Tabela 7-2: Base de custo para estudo da viabilidade económica.....	119
Tabela 7-3: Viabilidade económica do projeto.....	120

Lista de Siglas e Acrónimos

API - American petroleum institute

ASTM - American Society for Testing and Materials

Bbbl - Billion Barrels

bbl - Barrel

BBO - Billion Barrels of Oil

BBOE - Billion Barrels of Oil Equivalent

Bcf - Billion Cubic Feet

Bcfe - Billion Cubic Feet of Equivalent

BHA - Bottom Hole Assembly

BHCT - Bottom hole circulating temperature

BHST - Bottom hole static temperature

BOE - Barrels of Oil Equivalent

BOP - Blow Out Preventer

Btu - British thermal unit

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia

DLS - Dog Leg Severity

DOE - Department of Energy

DST - Drill Stem Test

E.U.A. - Estados Unidos da América

ECD - Equivalent Circulating Density

EIA - Energy Information Administration

ERD - Extended Reach Drilling

EU- União Europeia

EUR - Estimated Ultimate Recovery, Estima a quantidade em falta recuperável para além da produção acumulada (SPE, 2001 guidelines)

GEE - Gases com efeito de estufa

INE - Instituto Nacional de Estatística

lbs/gal - Pound per gallon

LWD - Logging While Drilling

Ma - Milhões de anos

MBOE - Thousand Barrels of Oil Equivalent

MMBOE - Million Barrels of Oil Equivalent

MW - Mud Weight

NYMEX - New York Mercantile Exchange

OBC - Ocean Bottom Cable

OBM - Oil Based Mud

OH - Open Hole

PDC - Polycrystalline Diamond Compact

PIB - Produto Interno Bruto

PME - Pequenas e Médias Empresas

ppm - partes por milhão

PSI - Pound per square inch

Tcf - Trillion Cubic Feet

Tcfe - Trillion Cubic Feet Equivalent

TD - Total Depth

TOC - Total Organic Carbon (Carbono de matéria Orgânica Total)

TRR - Technically Recoverable Resources

TVD - True Vertical Depth

USGS - United States Geological Survey

WBM - Water Based Mud

WOB - Weight on Bit

WTI - West Texas Intermediate

YP - Yield Point

Fonte de Acrónimos (*Partex oil and Gas; EIA et al, 2014*)

Glossário

Casing: tubagem de revestimento do poço.

Crude oil: Óleo Bruto.

Enzimas - Proteínas com funções catalíticas.

Geofones: Sensores sísmicos instalados ao nível do solo ou subsolo, capazes de captar ondas sonoras. O equivalente instalado no mar ou rios são denominados, **Hidrofonos**.

Glicidos - Biomoléculas orgânicas compostas por Carbono, Hidrogénio, oxigénio.

Henry Hub price: valor monetário que será pago pelo gás no *Hub* em uma data específica no futuro.

Henry Hub: Terminal de gasoduto na Costa do Golfo Louisiana. É o ponto de entrega para os contratos futuros de gás natural negociados na *New York Mercantile Exchange*.

Horizontal drilling: Perfuração de furo desviado até ao ângulo de 90° da vertical.

Maceral: Constituintes orgânicos vegetais (vitrinite, inertinite, exinite – liptinite)

Offshore: Área geográfica marítima limitada pela linha de costa do litoral.

Onshore: Área geográfica do continente limitada pela linha de costa do litoral.

Pad drilling: perfuração de um número considerável de poços a partir de uma única localização à superfície

Packer - retentores

Payback return: Período de retorno de investimento.

Shale gas: Gás de xisto.

Wellhead Price: Preço pago ao local à cabeça do poço.

Whipstock - Cunha aplicada para desvio intencional do poço

Lista de Símbolos

D_i - rácio de declínio (t^{-1})

Q_i - *Caudal de produção inicial*

b - coeficiente entre 0 e 1.

T - tempo de produção em dias

$Q(t)$ – *Caudal de produção actual em função do tempo t (dias)*

1 INTRODUÇÃO

A dependência energética que Portugal tem suscita em cada um o dever na procura de fontes alternativas e sustentáveis, que possam impulsionar o desenvolvimento dos vários setores, da vida socioeconómica do país.

A implementação de projetos, para a produção de energias renováveis, seguindo as diretivas da União Europeia (UE), tem trazido, benefícios notáveis a nível económico e ambiental. Todavia, no setor dos transportes, apesar de se terem vindo a atingir sinais positivos notáveis, há ainda muito caminho a percorrer, face às limitações das atuais energias renováveis ao setor.

Assim sendo, o projeto do *shale gas exploration* é proposto como uma alternativa capaz de reduzir as necessidades de dependência energética a médio e longo prazo como também responder à necessidade dos combustíveis, em vários setores da economia Portuguesa.

Como exemplo concreto dos benefícios dessa fonte de energia, destaca-se o modelo aplicado nos Estados Unidos da América, onde há criação de emprego, há queda de preços dos combustíveis, que a par de outros, que ajudaram a melhorar as condições de vida dos cidadãos, das *Pequenas e Médias Empresas* (PME) e da economia em geral.

Os problemas ambientais causados nos Estados Unidos da América (EUA), no início da exploração do *shale gas* trouxeram, um ceticismo elevado à Europa, quanto à exploração desse recurso. Porém, com o desenvolvimento da ciência, da tecnologia e de técnicas demonstradas, ao longo do tempo tornou-se evidente, que é possível explorar o *shale gas*, com observância rigorosa das normas ambientais.

Portugal, tendo bacias com potencial para exploração de *shale gas* tem, uma oportunidade única de ser um dos pioneiros no aproveitamento desse tipo de recurso.

A atual instabilidade geopolítica mundial reforça mais uma vez a ideia, que apesar do esforço conjunto da União Europeia tender a colmatar o défice energético, Portugal deve também procurar explorar as suas potencialidades singulares, para resolver os problemas energéticos internos.

1.1 OBJETIVO DO TRABALHO

1. Portugal, é um país sem tradição em exploração de hidrocarbonetos, com este trabalho, visa-se mostrar algumas técnicas utilizadas na exploração convencional de óleo e gás, e as suas variações aplicadas no *shale gas*, com vista ao aproveitamento de energia primária para a economia do país.
2. Considerando a alta dependência de Portugal em energia, através da implementação de projetos dessa índole mostra-se que eventualmente será possível diminui-la, procurando soluções a médio e longo prazo.
3. Os EUA foram um dos pioneiros na exploração do *shale gas*, tendo com isso influenciado a sua economia e levando ao envolvimento das pequenas e médias empresas (PME) no processo e nos benefícios obtidos.
4. Até 2014 em Portugal existiram 1 055 813 unidades empresariais com atividade económica, de acordo com Instituto Nacional de Estatística (INE). Destas unidades 704 997 são de foro individual e 350 816 são sociedades. Assim sendo, o tecido empresarial Português é composto essencialmente, por pequenas e médias empresas (PME) representando cerca de 67% do universo empresarial. Portanto, um dos focos desse trabalho visa capitalizar essencialmente, as pequenas e médias empresas (PME) com conhecimentos técnicos, que podem incentivar a massificação da pesquisa e exploração de *shale gas*. Segundo *Samuelson; Nordhaus*, a ciência e a tecnologia fazem parte das 4 rodas de crescimento de um país.

1.2 MATERIAIS E MÉTODOS DO TRABALHO

O trabalho foi elaborado por Adelino Ngombe, com base na experiência acumulada ao longo de 5 anos, como técnico de fluidos de perfuração e cimentação, pela Schlumberger e TOTAL E&P Angola, em vários blocos petrolíferos de Angola e Congo tanto no *onshore* como no *offshore*. Adelino Ngombe é licenciado pelo Instituto Politécnico de Setúbal, IPS, no curso de Automação Controlo e Instrumentação.

O desenvolvimento do trabalho contou com o apoio e a experiência do Eng.º Abdnego Campos, engenheiro de sonda pela TOTAL E&P Angola, formado pelo Instituto Superior Técnico, IST Lisboa no curso de Minas.

Procedimentos

Tendo identificado a alta dependência energética do país, como um fator relevante para a sua instabilidade económica, com este projeto procuram-se encontrar as soluções para este problema.

Com base em dados científicos, de trabalhos de investigação disponíveis sobre, o potencial das bacias Lusitânica e do Porto, em convergência com os dados técnicos registados, em explorações Africanas como nas grandes bacias de *shale gas* nos EUA, foi possível fazer-se um projeto compatível com as bacias em referência.

O projeto mostra as mais diversas etapas do processo de exploração, com observância às normas de conservação ambiental por meio de técnicas específicas.

Considerando o tema ser muito abrangente, decidiu-se focar apenas em alguns aspetos essenciais da fraturação hidráulica e outras técnicas aplicadas à implementação de projetos de produção de *shale gas*, tomando como modelo a experiência dos EUA.

Para mostrar aos investidores a viabilidade económica do projeto foram efetuados cálculos com base em dados de empresas de exploração como se mostra no capítulo 7 e no anexo B.

Instrumentos: o trabalho foi realizado com base em dados de relatórios de empresas de perfuração, no *onshore* Africano, para poços convencionais e de poços de *shale gas* nos EUA.

As pesquisas complementares referentes a presença de matéria orgânica em Portugal foram feitas, com base em trabalhos científicos desenvolvidos por várias individualidades Portuguesas e estrangeiras reconhecidos pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia, LNEG.

Os dados publicados pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia LNEG, contendo um vasto historial de pesquisa de hidrocarbonetos no território nacional, foram importantes na análise do potencial em hidrocarbonetos no país.

A participação em conferência de *shale gas* promovida, pela ordem de engenheiros em Lisboa em 2014, também foi útil para perceção de alguns conteúdos ao longo do trabalho.

1.3 ESTRUTURA E CONTEÚDO DO TRABALHO

O trabalho está estruturado em 8 capítulos que descrevem as várias etapas do processo do *shale gas*.

Capítulo 1: Consta uma breve introdução sobre a motivação do trabalho, razões na escolha do *shale gas* para atingir os objetivos traçados e metodologia aplicadas para elaboração do projeto.

Capítulo 2: Faz-se uma análise da economia mundial, do contributo positivo pela aposta no *shale gas* na economia Americana e o seu impacto para o mundo em geral.

Capítulo 3: Sintetiza a história geológica da terra, com a cronologia das eras geológicas, dando a perceção da possível idade máxima dos hidrocarbonetos explorados no mundo. Em seguida resume-se, o processo de origem dos hidrocarbonetos, a importância da radiação solar para formação de energias renováveis (biomassa) e das energias de origem fóssil.

Para além da geração de hidrocarbonetos destacam-se ainda as fases da sua maturação, migração e consequente acumulação em armadilhas geológicas.

A diferença entre o *shale gas* e o gás convencional é apresentada com base na permeabilidade dos reservatórios.

O mapa das bacias de *shale gas* na Europa, países com autorizações de exploração e ranking mundial das dez maiores reservas de *shale gas* é um dos aspetos referidos.

No fim do capítulo, apresentam-se, as características geológicas, das principais bacias de *shale gas* dos EUA nomeadamente: *Fayetteville*, *Haynesville*, *Woodford* e *Marcellus*, com vista ter uma base comparativa, com as bacias consideradas em Portugal.

Capítulo 4: As similaridades entre exploração convencional e o *shale gas* são observadas desde a cronologia operativa, até as etapas técnicas de campo. Apresenta-se também um perfil típico de poços exploratórios onde podem ser efetuados vários estudos sobre as propriedades do reservatório incluindo a sua extensão.

Capítulo 5: Neste capítulo mostram-se, as fases essenciais para construção de um poço de hidrocarbonetos, desde a concessão do terreno ou bloco até a produção. São destacados os processos para perfuração dos métodos e dos benefícios da evolução tecnológica no setor. A fase de fraturação mostra como é executado o processo para injeção do fluido de fraturação, aplicando métodos de monitorização sísmica para salvaguardar os receios ambientais e promovendo a produtividade do poço. Finalmente, mostram-se os perfis de produção das grandes bacias de *shale gas* nos EUA, o seu declínio ao longo tempo bem como possíveis soluções para este problema.

Capítulo 6: A dependência energética de Portugal está acima da média dos 27 países da União Europeia. O esforço feito na pesquisa de hidrocarbonetos fósseis para reduzir esta dependência revelam, que apesar de não serem positivos no imediato, são promissores para novos tipos de exploração, dando mostras da existência de um potencial considerável de geração de hidrocarbonetos. A sondagem em Aljubarrota é um desses exemplos com resultados práticos.

Capítulo 7: Neste capítulo analisa-se um caso de estudo de viabilidade económica, mostrando resultados apelativos, com retorno de capital investido em 4 anos.

Capítulo 8: Apresenta-se a discussão e as principais conclusões do trabalho.

2 PANORAMA ECONÓMICO, CRESCIMENTO DO PRODUTO INTERNO BRUTO - PIB MUNDIAL

Os dados publicados pelo banco mundial e pela *organização para a cooperação e desenvolvimento económico* (OCDE) em 2014 mostram, que a nível da economia global, a criação de riqueza está em níveis não muito animadores, tabela 2-1.

Porém, entre os países considerados como motores da economia mundial, destaca-se a projecção de 2015 bastante positiva para os Estados Unidos da América, onde de entre muitas medidas económicas tomadas, o *shale gas* tem um papel importante sabendo, que representa no contexto de produção de gás natural, uma cota cerca de 40% segundo, *US Energy information Administration (EIA, November 2014)*.

Tabela 2-1: Panorama económico, crescimento do *Produto Interno Bruto* PIB Mundial

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 Projecção
China	9.63	9.21	10.45	9.30	7.65	7.67	7.48	7.15
Germany	1.05	-5.64	4.09	3.59	0.38	0.11	1.50	1.10
India	3.89	8.48	10.26	6.64	4.74	5.02	5.40	6.40
Japan	-1.04	-5.53	4.65	-0.45	1.75	1.61	0.40	0.80
United States	-0.26	-2.80	2.53	1.60	2.32	2.22	2.20	3.10

Fonte: *worldbank*; OCDE

2.1 *SHALE GAS* E A SUA IMPLICAÇÃO NO MUNDO

O *shale gas* deu um grande contributo ao crescimento económico dos EUA.

A atividade de perfuração e produção deste segmento de gás abriu novo horizonte, na avaliação do potencial de gás em bacias sedimentares espalhadas pelo mundo, proporcionando uma esperança renovada relativa à segurança energética global. Os resultados da aposta feita nos Estados Unidos da América (EUA) são animadores, mostrando uma evolução na queda de preço do gás natural interno, com reflexo imediato da autorregulação ao mercado dos combustíveis no geral, contribuindo para a sustentabilidade das empresas, reduzindo os custos de produção e com isso a criação de empregos.

Os Estados Unidos da América (EUA) são um dos maiores consumidores de Petróleo do mundo. A aplicação de novas tecnologias de perfuração tais como *Horizontal drilling* e a fratura hidráulica deram alento, a produção de reservas que eram economicamente inviáveis, dinamizando o setor de petróleo no geral.

De acordo com Agência Internacional de Energia (AIE), os objetivos traçados pela Administração dos Estados Unidos da América (EUA) incidiram na diminuição de dependência de petróleo para pelo menos 50%; (*iea.org*).

2.1.1 Economia Chinesa

A tabela 2-1 mostra como a economia da China teve, um desempenho abaixo das expectativas, apesar de atingir ao crescimento em *produto interno bruto* (PIB) de 7.7% em 2013, mas não conseguiu manter ou superar os 7.5% em 2014. Esse abrandamento económico, também jogou um papel importante para diminuir a incerteza, quanto ao nível de reservas existentes, para satisfazer a necessidade do mercado mundial de petróleo.

2.1.2 Economia dos EUA

Nos Estados Unidos da América (EUA), contrariamente ao registado em grande parte do globo, segundo a tabela 2-1 a economia manteve o seu crescimento como mostra o quadro de dados do *produto interno bruto* (PIB) (%) das maiores economias do mundo para 2.2% em 2014 e com perspectivas muito positivas para o ano de 2015. Todavia, o crescimento económico manteve o consumo de energia primária e diminuiu a importação de petróleo, devido a autossuficiência nos *stocks* impulsionado, pelo aumento de produção de petróleo a nível interno, das novas tecnologias aplicadas no setor de produção de gás nomeadamente, *shale gas*.

2.2 PRODUÇÃO DE *SHALE GAS* NOS EUA

A figura 2-1 abaixo mostra uma tendência crescente, na aposta de poços de exploração de gás natural, através de poços não convencionais onde se enquadra o *shale gas*. A existência de reservas importantes de *shale gas*, associando a grande procura do gás natural no mercado interno, bem como o desenvolvimento de técnicas e tecnologia de perfuração, são fatores fundamentais na dinamização de exploração de reservatórios não convencionais, antes considerados economicamente inviáveis.

Porém, como as técnicas e tecnologias aplicadas na exploração de gás não convencional são semelhantes, daquelas usadas na exploração de hidrocarbonetos convencionais, pode-se observar pelo gráfico 2-1, que com o aproveitamento das mesmas técnicas e tecnologia em poços com rácio gás / petróleo, inferior a 6000 pés cúbicos por barril, contribuiu manter ao ritmo de exploração de poços de petróleo até 2013.

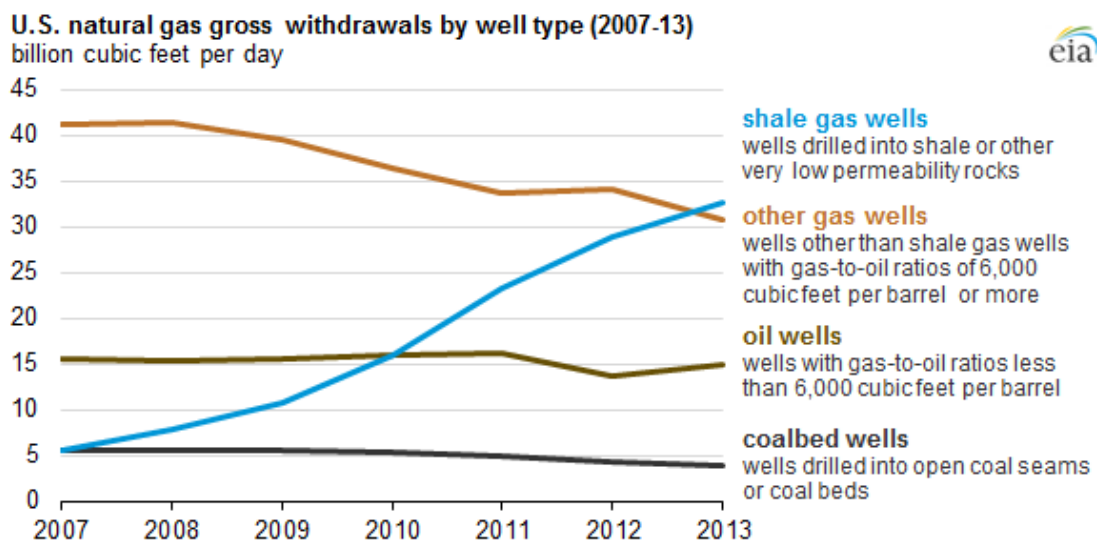


Figura 2-1: Produção de gás em diversas fontes. (Fonte: EIA, 2014)

O gráfico da figura 2-2 mostra que o *shale gas* atingiu a produção de 11,9 Tcf/d dos 30,0 Tcf/d de gás natural em 2013 o que representa uma cota de 40% do total de produção de gás natural nos Estados Unidos da América, EUA (*US Energy information Administration, November 2014*).

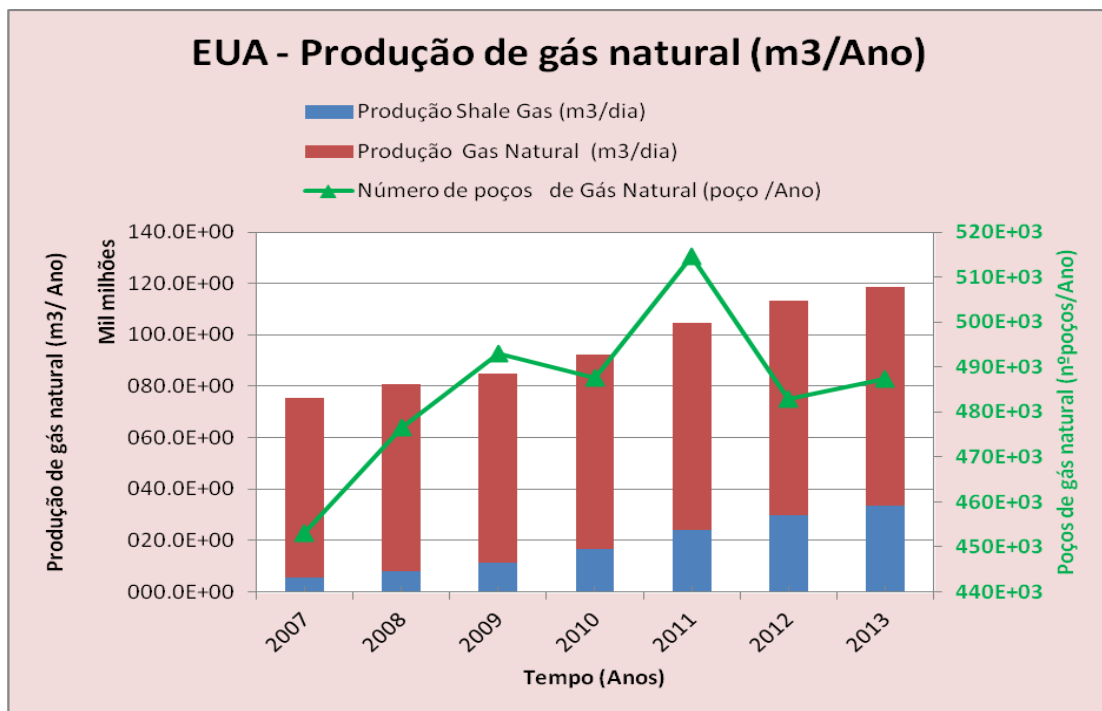


Figura 2-2: Produção de *shale gas* e gás convencional nos Estados Unidos da América (EUA)

2.3 CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA (QUADRILHÕES BTU)

EUA

A modernização da indústria transformadora com vista a satisfazer as necessidades de diminuir as emissões de CO₂ na atmosfera bem como a aposta na eficiência energética dos automóveis ligeiros, através do programa *Corporate Average Fuel Economy* estabelecido, pela *Natational Highway Traffic Safety Administration (NHTSA)*; é notável como representa a figura 2-3 a tendência de mudança do consumo de petróleo através de veículos a gasolina, para as energias renováveis e gás natural menos poluentes.

Na indústria em geral, o consumo de carvão através da produção de eletricidade, tende a diminuir em benefício das energias renováveis.

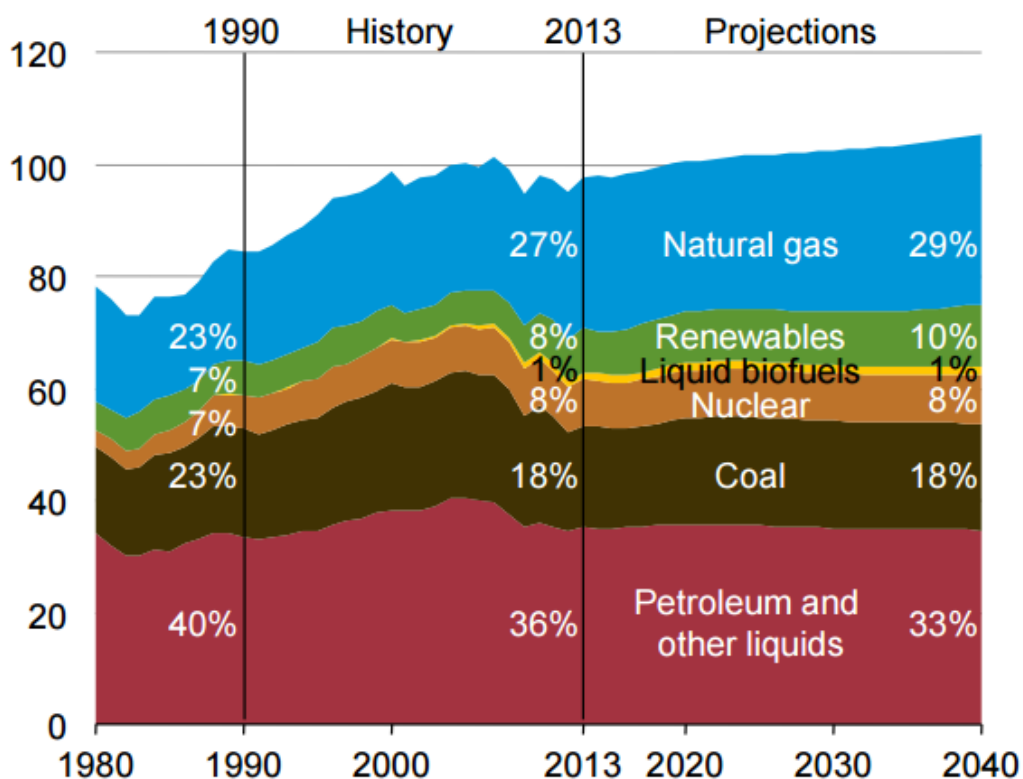


Figura 2-3: Consumo por energia primária EUA (Fonte: eia, 2015)

A implementação dos programas de eficiência energética de acordo com agência de proteção ambiental dos Estados Unidos da América, EUA (*US Environmental Protection Agency, EPA*), tendo estabelecido média em 163 gramas/milha de CO₂; aos modelos de veículos, entre 2012-2016 prevê-se uma poupança financeira às famílias em mais de 1 trilhão de dólares e a redução na dependência em petróleo ao país em cerca de 2 milhões de barris por dia até 2025.

A figura 2-4 mostra um aumento significativo na utilização de gás natural para indústria transformadora, em comparação com os outros setores da sociedade Americana.

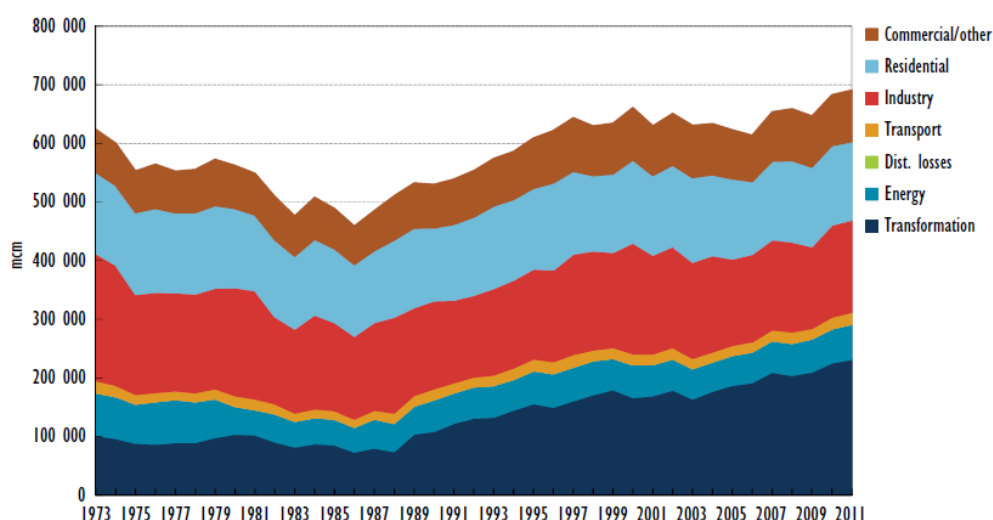


Figura 2-4: Consumo de gás por setor nos EUA. (Fonte: Eia, 2014)

2.4 PREÇO POR TIPO DE CONSUMIDOR DE GÁS NOS EUA

O preço de gás varia entre setores baseado em três fatores essenciais: volume de compra, complexidade de processamento necessário e transporte de acordo a distância do consumidor. ("*geology.com*") Por essa razão, nos Estados Unidos da América (EUA) os consumidores são classificados em:

City Gate Price: É o preço pago por uma concessionária de gás natural, quando recebe o gás natural a partir de uma linha de abastecimento. O referido termo de " City Gate " é usado porque a linha de abastecimento, muitas vezes se conecta ao sistema de distribuição, que fornece a cidade.

Commercial Price: Este é o preço pago pelas fábricas, que se dedicam à venda de bens ou serviços, como hotéis, restaurantes, lojas e empresas de prestação de serviços.

Electric Power Price: O preço pago por empresas de energia elétrica e outras empresas, que através da combustão do gás produzem eletricidade.

Henry Hub Price: Henry Hub é um terminal de gasoduto na Costa do Golfo Louisiana. É o ponto de entrega para os contratos futuros de gás natural negociados na New York Mercantile Exchange. O " Henry Hub preço " é o montante que será pago pelo gás no Hub em uma data específica no futuro.

Industrial Price: O preço industrial é o preço pago por fábricas, que usam gás para o aquecimento, energia ou matéria-prima para o seu processo químico. As entidades singulares que trabalham em extração mineral, silvicultura, agricultura e construção, são também incluídas.

Futures Price: " Preço futuro " é um termo designado para a entrega, de uma quantidade determinada de gás natural, num determinado momento e lugar no futuro. Os compradores que precisam de um fornecimento ao longo prazo a um preço conhecido irão celebrar contratos de gás com "futuros".

Residential Price: O preço pago por consumidores domésticos (residenciais), que usam o gás para o aquecimento de espaços e de água.

Wellhead Price: O preço pago à cabeça de um poço de gás, que flui a partir do solo, sem qualquer tratamento ou transporte fornecido (*geology.com*).

2.5 COMPARAÇÃO DO PREÇO DO GÁS, EUA VERSUS EURO ÁREA E JAPÃO

O gráfico comparativo mostra como os Estados Unidos da América (EUA) colhem os benefícios da aposta em 2007 ao *shale gas*, por meio da redução de preços, em pelo menos metade, dos preços praticados na zona Euro. Desta forma, o gráfico da figura 2-5 (*world bank and citi research*) evidencia, o quanto a Europa pode poupar economicamente, se apostar na exploração de gás natural em geral e do *shale gas* em particular.

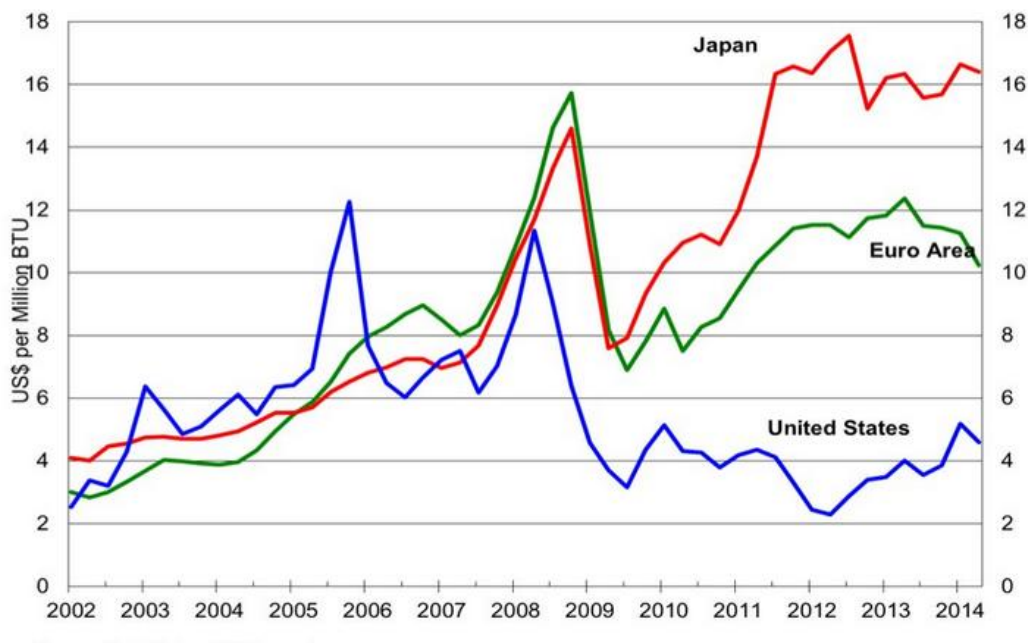


Figura 2-5: Comparação de preços de gás, EUA vs Euro Área e Japão. (Fonte: world bank and citi research, *et al*, 2014)

2.6 PREÇO DE IMPORTAÇÃO DE BARRIL DE CRUDE OIL

A figura 2-6 representa o preço de importação de barril de *crude oil* mostrando, que a produção de *shale gas* a partir de 2011 começa, influenciar o mercado de petróleo mundial, onde os Estados Unidos da América beneficiaram de preços abaixo, dos praticados noutras zonas de globo. Em termos diferenciais, em 2012, os estados Unidos da América já poupava cerca de 13 dólares Americanos por cada barril de *crude oil* importado.

A autossuficiência energética, que foi ganhando a partir de então, revelou-se como uma das variáveis importantes, conferindo um poder negocial no mercado de petróleo mundial. Como consequência direta, imperou o princípio básico de economia de *Procura e Oferta*, onde enquanto os maiores importadores de petróleo diminuía a procura, os maiores produtores mantiveram os níveis de produção. Por isso, o mundo em geral e a Europa em particular vive, dias de grande poupança energética facto, que pode alavancar as economias débeis e revitalizar muitas *pequenas e médias empresas* (PME) que viviam momentos aflitivos, uma vez que o custo de energia representa uma parcela importante nos fatores produtivos.

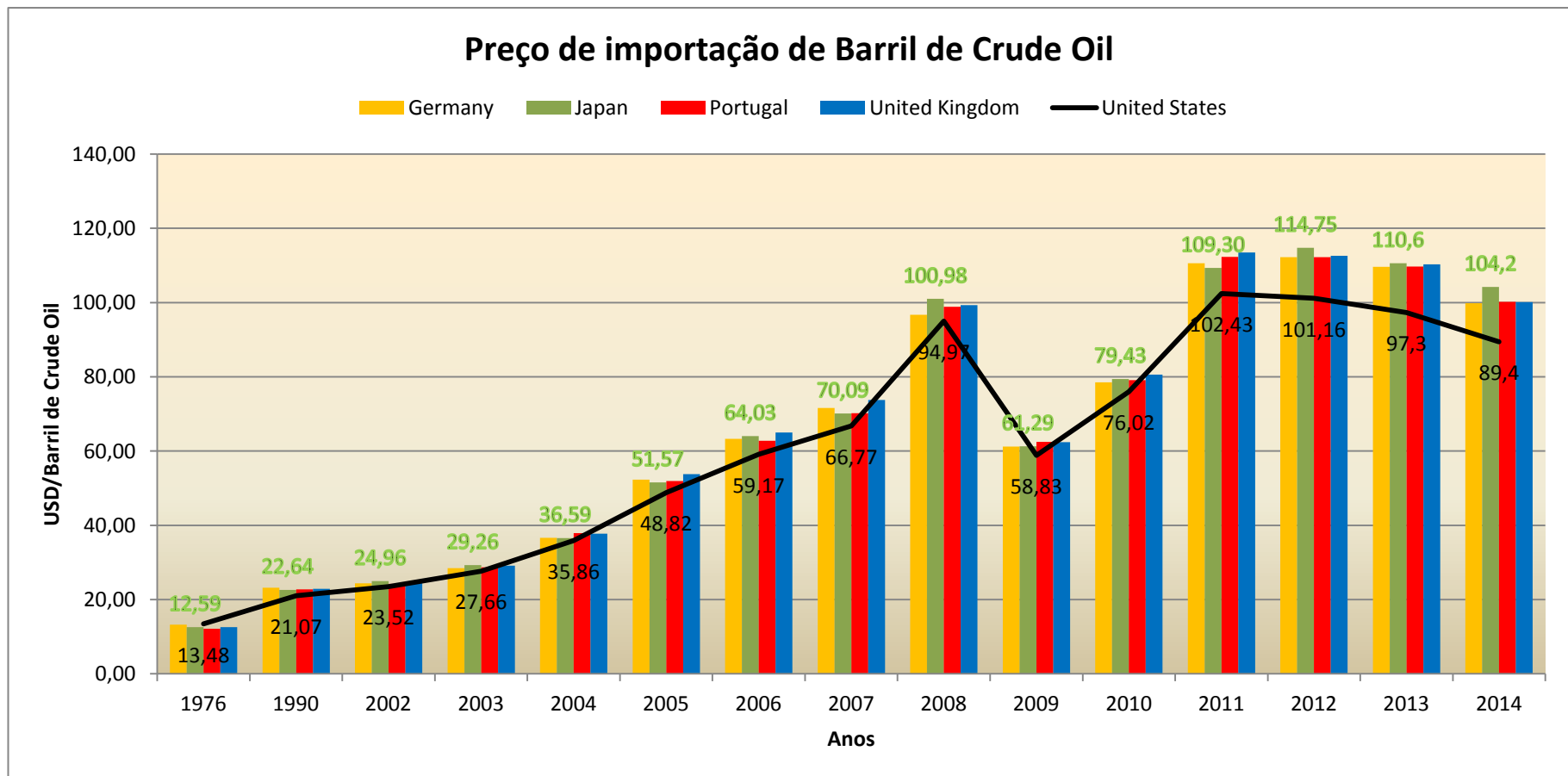


Figura 2-6: Preço de petróleo a nível mundial, referência WTI. (Fonte: OECD Factbook 2014)

2.7 ANÁLISE E CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

A economia mundial no contexto difícil que se encontra, surge a necessidade em tomar decisões de política energética adequada, para impulsionar ao crescimento económico, capaz de gerar postos de trabalho.

O cumprimento de protocolos internacionais sobre *gases com efeito de estufa* (GEE) incentivou aos Estados Unidos da América (EUA) tomar decisões sobre políticas energéticas em vários setores da economia. Como se pode observar, pela figura 2-4 de consumo de gás natural por setor, nos EUA a indústria transformadora se direciona ao consumo de gás natural em substituição de outras fontes de energia mais poluentes.

No setor dos transportes, legislou-se para eficiência ao consumo de combustível, em veículos através de limites decretadas pela, *US Environmental Protection Agency, EPA*, com metas de 163 gramas/milha de CO₂; aos modelos de veículos entre 2012-2016.

A produção intensa de *shale gas* representou em 2013 cerca de 40 % do total de gás natural, fazendo parte das soluções encontrada, para satisfazer a necessidade do gás natural a nível interno, com possibilidade de exportar o excedente.

Ao analisar-se os dados do panorama económico mundial mostram, que a aposta feita pelos EUA em *shale gas*, no período 2007/2008 foi importante, na contribuição de resultados positivos para economia.

Esses resultados destacam-se: a autossuficiência energética ao país, poupança financeira, poder negocial no mercado de petróleo em geral e no mercado de gás em particular.

Desta forma, pode-se explicar as diferenças no preço sobre as importações de *crude oil* ou petróleo bruto e gás natural, entre os Estados Unidos da América (EUA) e o resto do mundo como mostra (*Figura 2-6:*).

3 GÊNESE DOS HIDROCARBONETOS

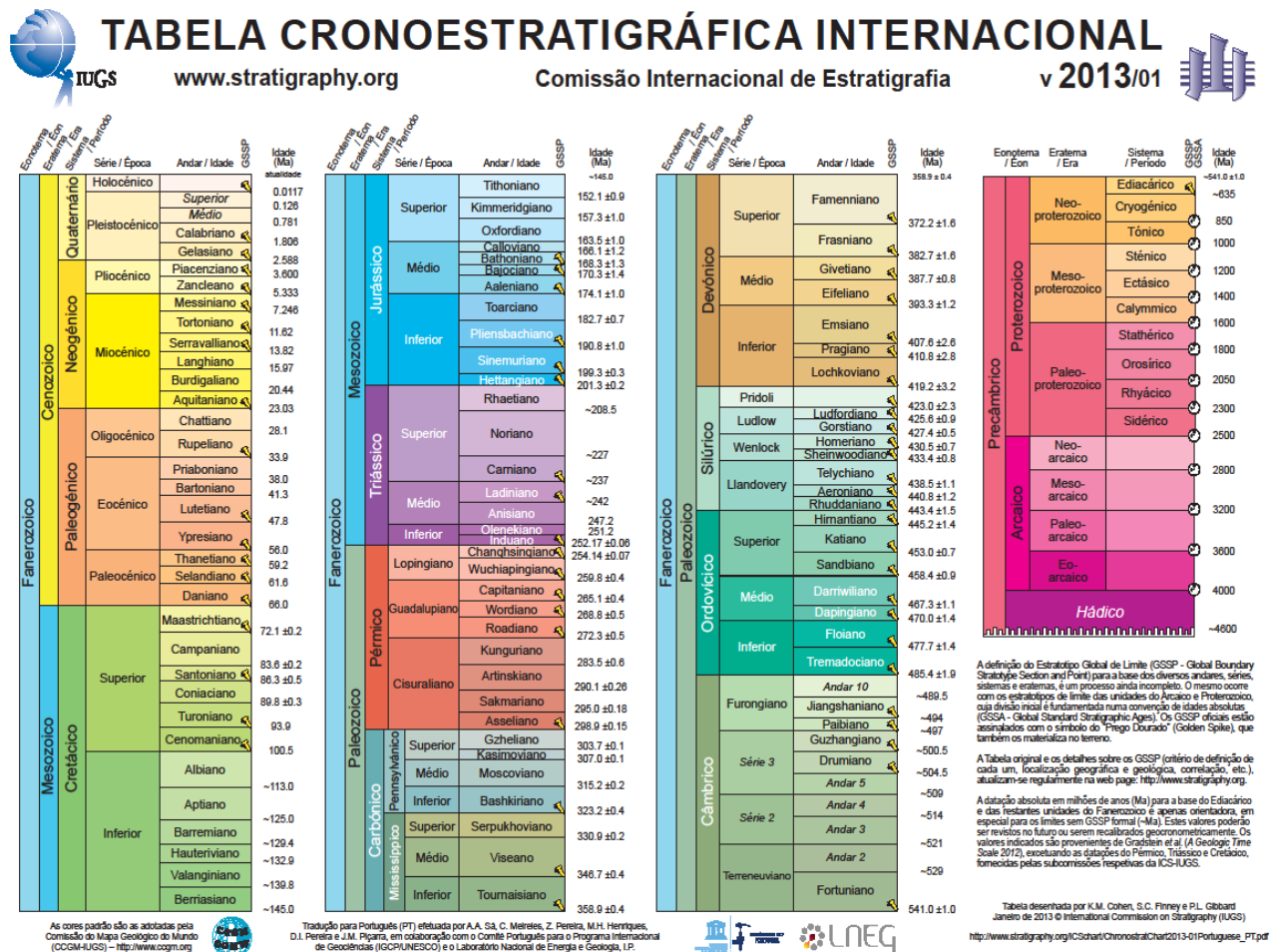
Geologicamente, de acordo a tabela 3-1 a história da terra é subdividida em 4 eras principais que são: Pré-câmbrica, Paleozóica, Mesozóica e Cenozóica. Destas eras, a Pré-câmbrica é a mais antiga que testemunhou a formação da terra por volta de 4 600 Ma (milhões de anos). Durante essa era de quase 4 000 Ma, sabe-se muito pouco sobre os eventos decorridos.

A era do Paleozóico é o intervalo de tempo no qual deu a grande expansão da vida. Esta era geológica está subdividida em 6 períodos, que vão desde o Câmbrico, que teve início à cerca de 541 Ma, ao Pérmico, que terminou à cerca de 252 Ma.

O Mesozóico, (era dos dinossauros) divide-se em 3 períodos: Triássico, Jurássico e Cretácico. O Mesozóico teve início há cerca de 252 Ma e terminou há cerca de 66 Ma.

Finalmente, a era do *Cenozóico* é aquela cujo início coincidiu com a extinção dos dinossauros e o desenvolvimento dos mamíferos. Esta era está dividida em três períodos: Paleogénico, Neogénico e Quaternário. Nesse último período ocorreu o desenvolvimento humano.

Tabela 3-1: História geológica da Terra



Fonte: Comissão Internacional de Estratigrafia, 2013

3.1 HIDROCARBONETOS FÓSSEIS

3.1.1 Reação da fotossíntese

A reação apresentada na figura 3-1 mostra o papel da fotossíntese e a importância sobre a vida na Terra. Nas plantas, esse processo ocorre perante, uma ação catalítica de clorofila substância de cor verde, que mediante a radiação solar e CO_2 produz, a *glicose* (açúcares) ou *frutose* como seu Isómero em frutas e mel.

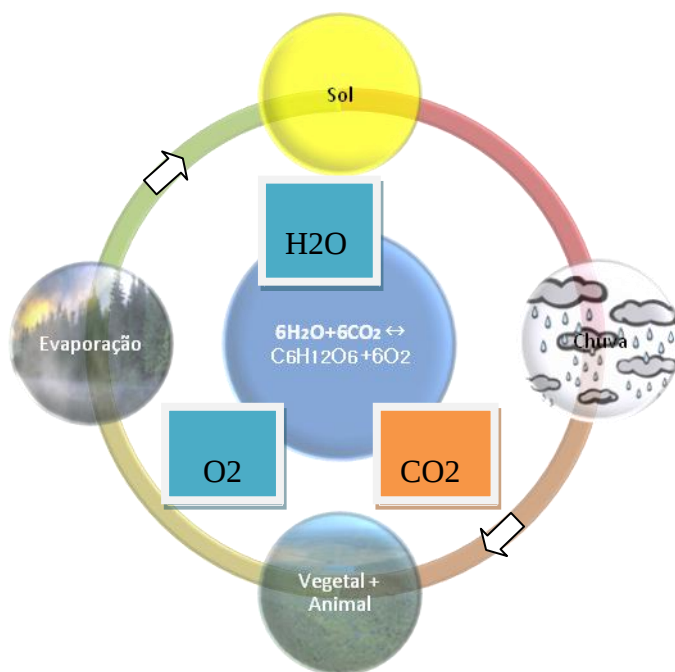
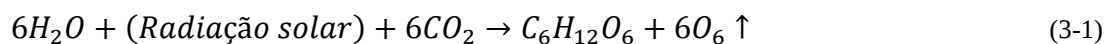


Figura 3-1: Processo da fotossíntese. (Fonte adaptação Tarbuck e Lutgens)

Quimicamente, a glicose pode ser rearranjada na fórmula molecular $C_n(H_2O)_n$ dos glícidos constituindo, um dos compostos orgânicos ternários $C, (O), (H)$; em que n representa números inteiros. Tendo em conta a sua complexidade, os glícidos são classificados em três grupos: Monossacarídeos, Oligossacarídeos e Polissacarídeos. Os Monossacarídeos são o grupo mais simples; a combinação de pelo menos duas a dez unidades básicas de Monossacarídeos pode ser considerado em Oligossacarídeos. Assim sendo, a combinação de mais de dez unidades de Monossacarídeos pode ser considerado em Polissacarídeos. A combinação de milhares de moléculas de *glicose* origina a *celulose* que constitui a estrutura de base da planta. Por outro lado, havendo uma variação na combinação da *glicose* em vez de produzir celulose, pode obter-se o *amido*, que serve de reserva energética durante a fase de crescimento da planta (Halpern et al, 1997).

Exemplo de obtenção de Oligossacarídeos (sacarose), por combinação de dois Monossacarídeos ou dissacarídeo: $C_6H_{12}O_6 + C_6H_{12}O_6 \rightarrow C_{12}H_{22}O_{11} + H_2O$ (glicose + frutose $\rightarrow$ *Sacarose*).

3.1.2 Energia através de hidratos de carbono

O amido ou celulose ingerido pelos animais, através de enzimas é decomposto nas unidades primárias dos glícidos e por meio do sistema circulatório é transportado, aos tecidos, onde após oxidação é transformado em energia biológica sob forma de gordura animal ou proteína (*Morrison; Boyd*).

Nas plantas, o *amido* ou a *celulose* obtida através de moléculas de *glicose* são armazenados para as necessidades de crescimento das plantas. Todavia, quer o homem, quer os outros animais fazem proveito dos hidratos de carbono, para suprir as suas necessidades de vestuário, habitação, alimentação, por *celulose* ou *amido* presente nos variados produtos, tais como: a madeira, algodão, milho etc, (*Morrison; Boyd*).

A aplicação de tecnologia diversa, como a fermentação ou hidrólise em certos compostos vegetais proporciona a obtenção de biocombustíveis.

3.1.3 Formação natural de hidrocarbonetos fósseis

Para os hidrocarbonetos fósseis, a natureza é responsável por processos complexos, que levaram à sua formação começando pela criação de condições adequadas para deposição de matéria orgânica (vegetal e animal). Dessas condições destacam-se os ciclos climáticos em que havia formação de pântanos, lagos, lagoas e outros ambientes marinhos propícios à sedimentação em períodos de tempos à escala geológica. Com a acumulação de diversos tipos de sedimentos, as camadas inferiores sendo soterradas pelas camadas sobrejacentes, sendo sujeitas a um gradual aumento de pressão e a um incremento do gradiente geotérmico como mostra a figura 3-2, elaborado pelo autor do presente trabalho.

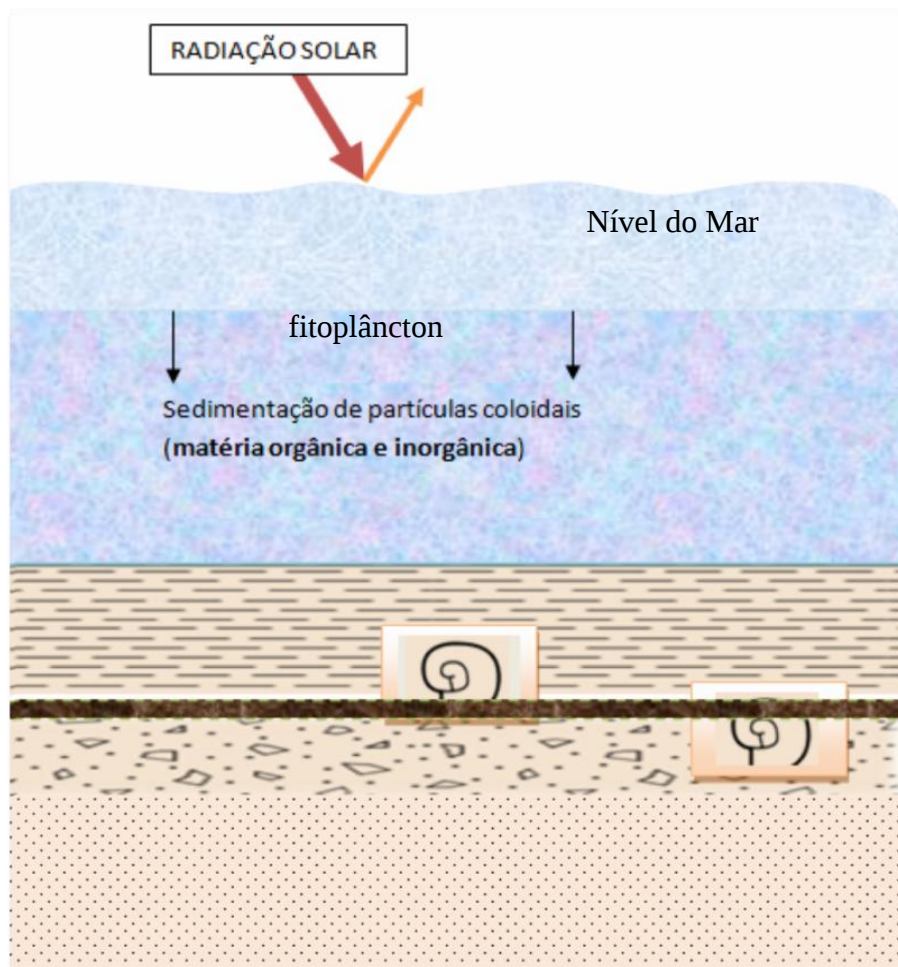


Figura 3-2: Fases de deposição de matéria orgânica nas rochas sedimentares

A figura 3-3 representa, o processo onde a matéria orgânica enterrada foi sofrendo um processo de "cozedura" denominado de maturação, determinante na formação de hidrocarbonetos fósseis. A formação rochosa na qual ocorreu o processo de geração de hidrocarbonetos é denominada de *Rocha mãe*.

A Diagénese, Catagénese, Metagénese são etapas de enterramento dos sedimentos, que variam com a temperatura e profundidade.

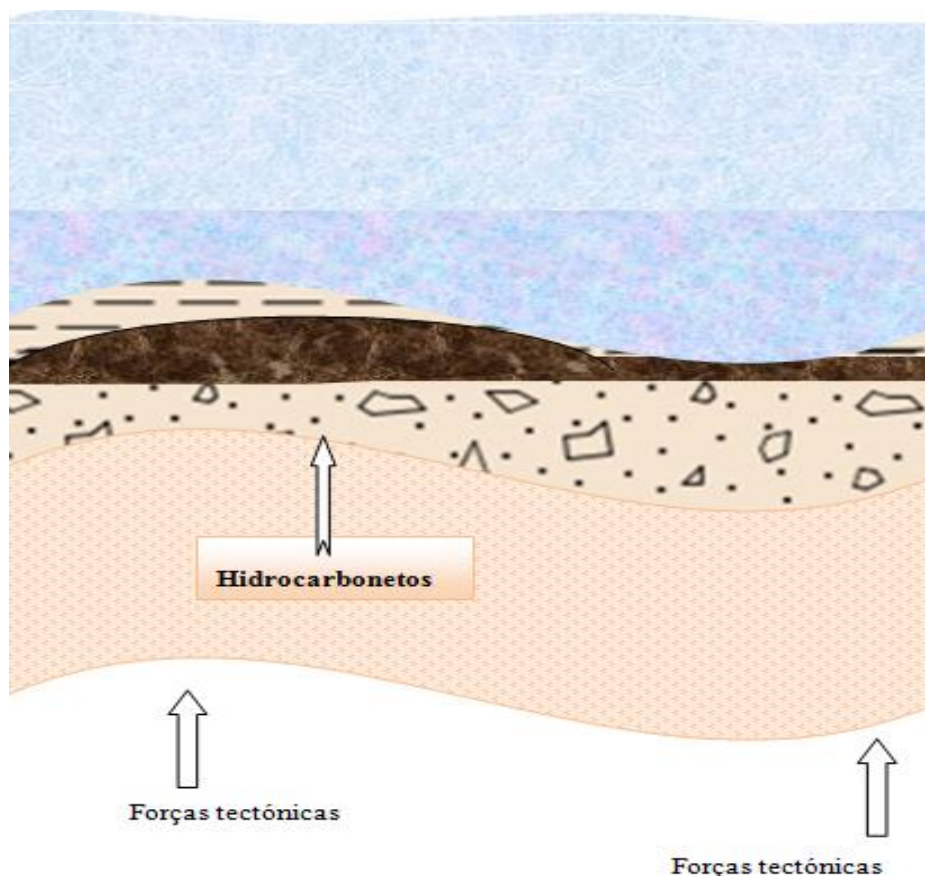


Figura 3-3: Armadilhas estruturais

3.1.4 Estágios da maturidade de hidrocarbonetos

Após a sedimentação da matéria orgânica nas formações rochosas, geralmente em ambiente com escasso teor de oxigênio é possível preservar os tecidos orgânicos. Com o início do aumento da pressão e temperatura, a partir da matéria orgânica dá-se a formação do querogênio que se acumula nas cavidades naturais da rocha (poros e fraturas). figura 3-4 e figura 3-5. Essa é a etapa da maturidade que se desenvolve em três fases principais: Imatura, madura e *post* madura (Cardott, 2013).

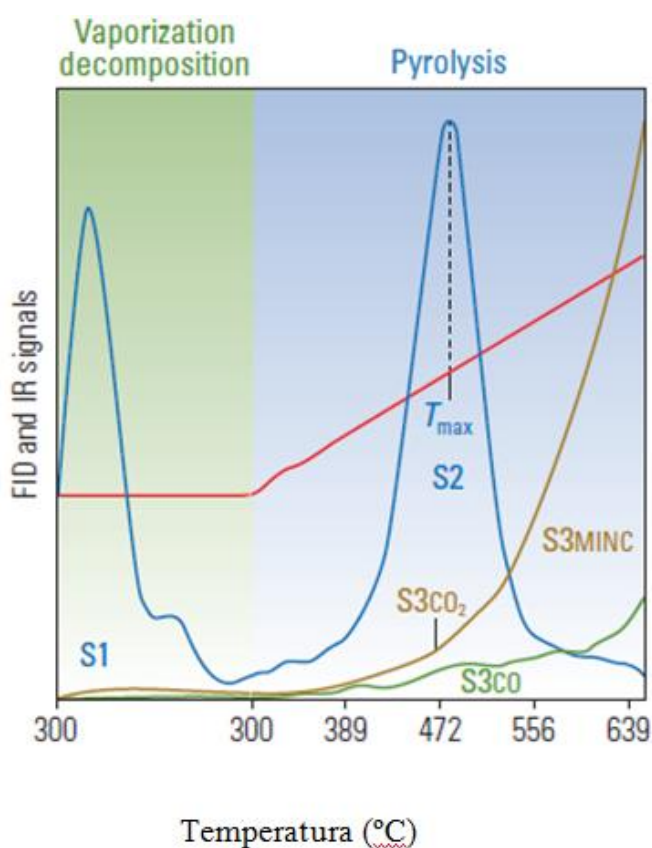
Fase imatura

Fase durante a qual, ocorre o processo de enterramento diagenético, geralmente a poucos metros de baixas profundidades e temperaturas. A rocha geradora tem um potencial na

produção de hidrocarbonetos ao longo do tempo. A refletância dos constituintes orgânicos vegetais é, geralmente inferior a $(R_o) < 0.5\%$, (Suárez-Ruiz et al, 2012).

Os testes de avaliação pirolítica mostram o potencial de geração de hidrocarbonetos de amostras de rocha, a partir da linha de pico S1 mantida a temperatura de 300°C, com a geração de hidrocarboneto de forma espontânea sem necessidade de rotura de amostra (figura 3-4).

Na fase seguinte, figura 3-4 quando é aumentada a temperatura sobre a amostra em 25°C por minuto ocorre uma segunda produção de hidrocarbonetos representado por linha de gráfico S2 até ao pico de 472°C. Nessa etapa, a amostra é totalmente desintegrada, (McCarthy et al, "Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation", Oil Field Review, Summer 2011, Schlumberger).



Legenda: linha azul- S1 e S2 geração de hidrocarbonetos; linha vermelha- evolução da temperatura.

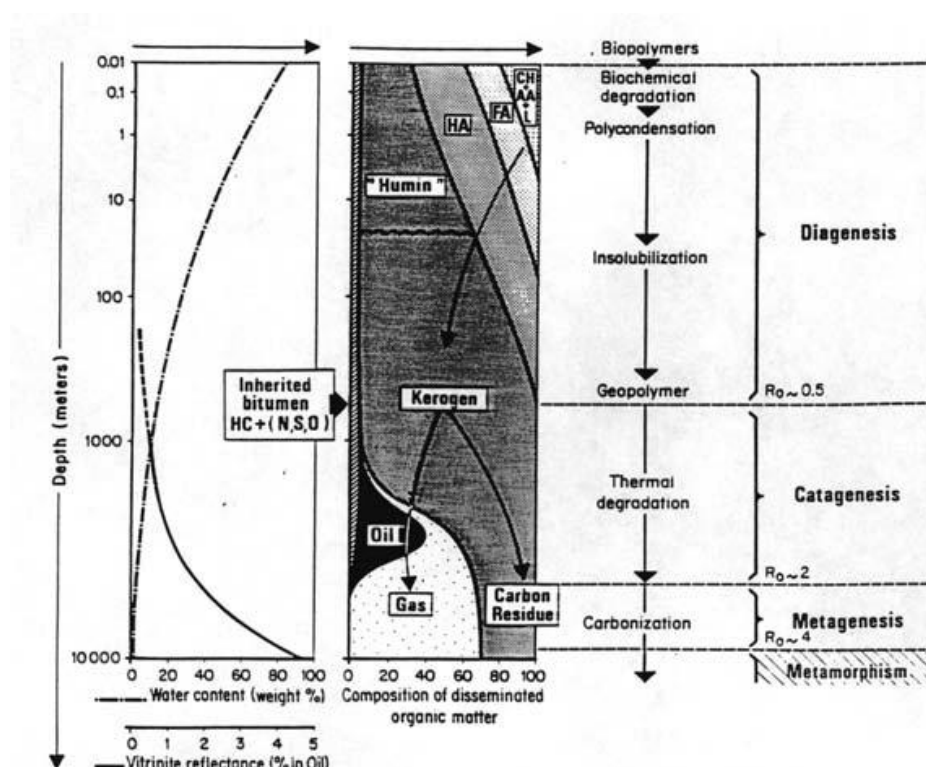
Figura 3-4: Fases de maturidade para geração de hidrocarbonetos. (Fonte: McCarthy et al, "Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation", Oil Field Review, Summer 2011, Schlumberger)

Fase madura

Nesta fase, a rocha mãe sofre uma transformação em condições térmicas superiores a 50°C, originando a produção de hidrocarbonetos (óleo, gás, condensado), (figura 3-5) com valores da refletância da vitrinite (R_o) entre 1% - 2.0%, (Suárez-Ruiz et al, 2012). Quanto a fase de enterramento da rocha classifica-se como *catagénese*.

Fase Post madura

Após as transformações decorrentes do enterramento da rocha mãe, com aumento da profundidade e temperatura, na relação H/C, o índice em carbono é cada vez superior, ao de hidrogénio, o que leva a geração de gás seco como mostra a figura 3-5. No ponto de vista de enterramento esta zona classifica-se de *Metagénese*, (Suárez-Ruiz 2012; Tissot e Welte, 1984; Cardott et al, 2013).



Legenda- CH: carboidratos, AA: amino ácidos, FA: ácidos fulvicos, HA: ácidos húmicos, L: lipídios

Figura 3-5: Fases de maturidade de matéria orgânica. (Fonte: Suárez-Ruiz; Tissot e Welte et al, 1984)

3.1.5 Fatores fundamentais para determinar o potencial da rocha mãe

a) Quantidade

Por meio de análise em propriedades geoquímicas das formações são avaliados os fatores, como carbono orgânico total (TOC) em que através do qual é determinado o potencial de produção. A tabela 3-2 representa os indicadores de potencial de *shale* e *carbonatos* como rochas mãe através de Carbono Orgânico total TOC.

Tabela 3-2: Potencial em Carbono Orgânico Total (TOC) de rochas mãe de *shale* e carbonatos

Carbono orgânico total, TOC (% wt)	Potencial, <i>shale</i> (rocha mãe)	Potencial, carbonatos (rocha mãe)
<0.5	Muito pobre	Pobre
0.5 - 1	Pobre	Razoável
1 - 2	Razoável	Bom
2 - 4	Bom	Muito Bom
4 - 10	Muito Bom	
>10	Desconhecido	

Fonte: Adaptação, Schlumberger, 2011; Suárez-Ruiz et al, 2012

Geralmente, para teor de TOC acima de 10% em *shale* pertencem, a classe de matéria orgânica imatura. Por isso, é desconhecido o seu potencial de geração. Por outro lado em *carbonatos*, o TOC (%) pode ultrapassar os 10% em certos casos, (Schlumberger, 2011).

b) Qualidade ou tipo

O tipo de matéria orgânica é um dos fatores, que se toma em consideração na avaliação do potencial da rocha mãe, em gerar hidrocarbonetos.

Com base tabela 3-3, a origem de matéria orgânica, o *querogénio* pode classificar-se em 4 tipos diferentes: Tipos I, II; III, IV.

Tipo I: Tem a proveniência geralmente em algas, de ambientes lacustres ou marinhos, com índices de hidrogénio elevado e de oxigénio baixo. Tem alta propensão em gerar óleo ou petróleo bruto, (Fernandes, Schlumberger, 2011). Apesar do seu alto potencial em gerar hidrocarbonetos, as rochas mãe com querosene tipo I, não são muito comuns a nível mundial.

Tipo II: Querogénio de ambiente essencialmente redutor marinho, fruto de resíduos de plâncton transformado por bactéria. Possui alto teor em hidrogénio e baixo teor em carbono. Potencial elevado em gerar óleo e gás, com aquecimento e maturação progressiva. Este tipo de querogénio é responsável por muitas reservas de hidrocarbonetos no mundo, (Schlumberger, 2011).

Tipo III: Ao contrário dos anteriores, este querogénio tem um baixo índice em hidrogénio e alto em oxigénio. Forma-se através de resíduos de plantas depositados em ambientes, que podem ser continentais ou marinhos. Por isso, existe um potencial alto na geração de gás seco ou dry gas (Fernandes, Schlumberger et al., 2011).

Tipo IV: Esse é o tipo de querogénio em que não há condições de formar óleo ou gás. Provém de matéria orgânica muito alterada, com níveis de oxidação intensos. Forma-se em pântanos ou ambientes diversos. Possui alto teor em carbono e baixo em hidrogénio.

Tabela 3-3: Tipos de querogénio gerados pela Matéria Orgânica

TIPO DE QUEROGÉNIO	FONTE DE MATÉRIA ORGÂNICA	AMBIENTE DE SEDIMENTAÇÃO
I	GERALMENTE DE ALGAS	LACUSTRE
II	PLÂNCTON COM PRESENÇA DE ALGAS	MARINHO
III	PLANTAS	CONTINENTAL
IV	MATERIAL OXIDADO	DIVERSOS

Fonte: Adaptação, Basic petroleum, Schlumberger, 2011

c) Grau de maturação de matéria orgânica

O grau de maturidade de matéria orgânica está ligado em função as condições de sedimentação e preservação de matéria orgânica no tempo geológico, figura 3-6.

A maturidade pode ser avaliada por vários métodos: geofísicos, geoquímicos, petrográficos (Suárez-Ruiz et al., 2012).

A refletância (% Ro) dos constituintes orgânicos dos carvões (Fernandes, 2004) por meio de microscópico ótico é um método bastante comum na determinação da maturidade da matéria orgânica. Ao resultado da luz refletida é feita uma correlação, das diferentes fases de produção de hidrocarbonetos, possibilitando a interpretação do potencial gerador da rocha mãe em hidrocarbonetos (Tissot e Welte, 1984; Fernandes, 2000; Gilda Lopes et al, 2013).

Maturation rank		%Volatiles in coal (d.a.f.)*	Max. paleo Temp (°C)	Vitrinite reflectance (%)	Geochemical Parameters						Hydrocarbons		
Kerogen	Coal				CPI	Pyrolysis		C wt%	H wt%	H/C wt%			
						Tmax (°C)	P.I.						
Diagenesis	Peat	60		0.2	5			67	8	1.5	Bacterial gas		
	Lignite			0.3	3			400	70	8		1.4	Immature heavy oil
	Catagenesis	Sub-bituminous	C	46	50	0.4	2	425	0.1	75	8	1.3	
B			0.5			75				8	1.3		
A			0.6			1.5				435	80	7	1.1
High volatile bituminous		C	33	80	0.7	1.2	0.2	80	7	1.1	Condensate		
		B			0.8			1.2	80	7		1.1	
		A			0.9			1.0	1.0	450		0.3	85
Medium volatile bitumin.		25	120	1.3		475	0.4	87	5	0.7	Dry gas		
				1.5				87	5	0.7			
	1.7			2.0				500	90	4		0.5	
Metagenesis	Anthracite	4	200	2.5		550		94	3	0.38			
				3.0				94	3	0.38			
	Meta-anthrac.	4	250	4.0				96	2	0.25			
				5.0									

Figura 3-6: Classificação de maturação em hidrocarbonetos. (Fonte: Suárez-Ruiz et al., 2012)

Migração dos hidrocarbonetos

A migração dos fluídos gerados ocorre através dos poros e fraturas das rochas, em direção ascendente dada a sua densidade ser inferior à da água. A migração é possível caso a permeabilidade natural das formações seja suficientemente elevada. A migração dos fluidos gerados continua até que estes deparem com uma barreira impermeável, rocha selante, ocorrendo então a sua acumulação. Ao conjunto de rocha com características permo-porosas favoráveis (reservatório), limitadas por uma rocha impermeável suprajacente (selo) dá-se o nome de armadilha geológica. As armadilhas geológicas podem ser de génese estrutural, estratigráfica ou mista.

3.1.6 Classificação de hidrocarbonetos

Os hidrocarbonetos podem classificar-se segundo a sua estrutura em dois grandes grupos: *Alifáticos (sem grupos de Benzeno)* e *Aromáticos (com pelo menos um anel Benzénico)*. Dos Alifáticos destacam-se quatro subgrupos que são: *Alcanos*, *Alcenos*, *Alcinos*, *Alicídicos*. A partir dos **Alcanos** se obtém a fórmula geral dos hidrocarbonetos saturados C_nH_{2n+2} onde por meio dessa, consegue-se obter a série homóloga, da qual n é o número natural que representa o índice de átomos de Carbono (**C**) presentes na ligação.

O quadro da tabela 3-4 abaixo indica, apenas, o exemplo dos primeiros dez compostos de *Alcanos*. Excetuando os quatro primeiros compostos, os nomes dos restantes compostos advêm do prefixo grego ou latino.

Tabela 3-4: Série homóloga dos Alcanos

Série homóloga dos Alcanos	
CH_4	Metano
C_2H_6	Etano
C_3H_8	Propano
C_4H_{10}	Butano
C_5H_{12}	Pentano
C_6H_{14}	Hexano
C_7H_{16}	Heptano
C_8H_{18}	Octano
C_9H_{20}	Nonano
$C_{10}H_{22}$	Decano

Fonte: Morrison; Boyd

Aplicando a fórmula geral dos hidrocarbonetos, consegue-se obter desde o mais simples (Metano) ao mais complexo (Decano) como indica (Morrison, Boyd).

3.1.6.1 Classificação de óleo segundo o grau API

Geralmente, o grau API pode variar no mesmo reservatório ou campo, pois ela é intrinsecamente ligada há condições de formação e maturação.

Tabela 3-5: Classificação de óleo segundo o grau API

Óleo (densidade)	Grau API
Leve	API > 31.1
Média	31.1 > API > 22.3
Pesado	API < 22.3
Ultra pesado	API < 10.0

Mundialmente são considerados, dois principais índices de referência no comércio do crude oil que são: **Brent crude e o West Texas Intermediate crude (WTI)**. A Europa e mais de 60% dos países utilizam como referência na comercialização do petróleo, o preço do Brent, com o grau API de 38.06 e com 0.37% de conteúdo em sulfuretos, correspondente à gravidade específica de 0.835 na temperatura de 15.6°C. Ao passo, que nos EUA e outros países têm como referência ao preço do WTI, com grau API de 39.6 e 0.1% de sulfuretos, equivalente à gravidade específica de 0.827 em 15.6°C de temperatura.

Porém, no mundo comercializa-se o petróleo mais leve e mais caro em **Terengganu** na Malásia, com o grau **API de 73.1** e conteúdo em sulfuretos de **0.0%** (*Exxonmobil.com*).

3.2 SHALE GAS

3.2.1 Bacias de *shale gas* na Europa

Os países Europeus, apesar de algum ceticismo têm vindo a demonstrar interesse no desenvolvimento do *shale gas* como mostra a figura 3-7. A evolução da tecnologia foi por um lado responsável pela mudança de posição daqueles, que no passado recente se opunham ao processo de exploração de *shale gas*.

A redução das emissões de *gases com efeito de estufa* (GEE) é um desígnio comum; no entanto, muitos países consideram, que a mudança de consumo em energias fósseis para energias renováveis é, um processo, que deve ter transição suave, para dar tempo de maturação em, aplicações técnicas de energias renováveis, nos vários setores da indústria.

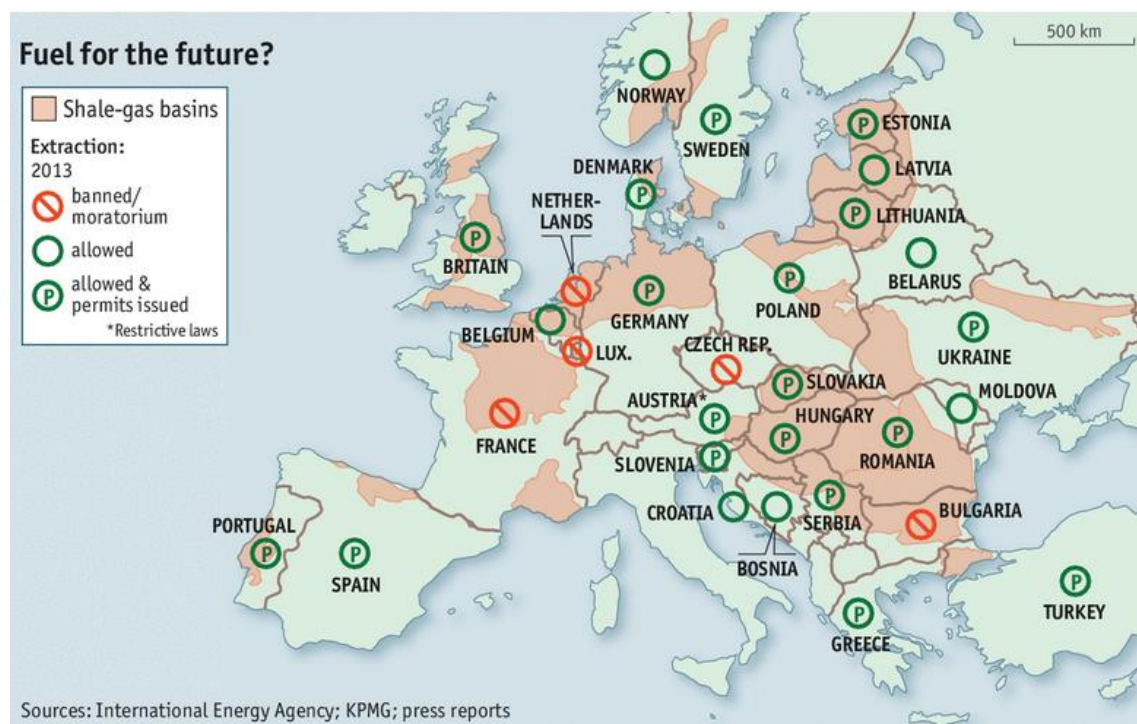


Figura 3-7: Bacias com potencial de *shale gas* na Europa. (Fonte: IEA; KMG et al., 2013)

3.2.2 Ranking mundial em reservas de *shale gas*

A tabela 3-6, elaborada com base nos dados de *Energy Information Administration* (EIA, 2013), mostra o ranking dos 10 países com maiores reservas de *shale gas* a nível mundial.

Tabela 3-6: Ranking dos 10 países com maiores reservas de *shale gas* do mundo

Ranking	País	<i>Shale gas</i> (Triliões pés cúbicos)
1	China	1115
2	Argentina	802
3	Argélia	707
4	EUA	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Austrália	437
8	África do Sul	390
9	Rússia	285
10	Brasil	245

Fonte: IEA et al., 2014

A avaliação recente das reservas mundiais de *shale gas* diminuiu os receios de escassez em reservas energéticas pelo que, contribuíram para estabilização dos preços de óleo e gás no mercado internacional. É de realçar que, países com pouca ou sem tradição de produção de petróleo aparecem no mapa mundial dos 10 com maiores reservas de *shale gas*, como é o caso da África do Sul.

3.2.3 A diferença entre *shale gas* e gás convencional

Existem dois tipos de fontes de gás natural: convencional e não convencional (*Speight; shale gas, 2013*). A diferença entre elas reside essencialmente na permeabilidade do reservatório, isto é: gás de origem *convencional* pode ser obtido em reservatórios com permeabilidade superior a 1millidarcy ($> 1\text{mD}$) aplicando técnicas clássicas cuja extração é relativamente mais comum.

Por outro lado obtém-se gás de origem *não convencional* se a permeabilidade do reservatório for inferior a 1millidarcy ($< 1\text{mD}$) sendo por isso usadas técnicas complexas de extração.

A figura 3-8 mostra as várias origens de gás: gás metano associado a depósitos de carvão (*coalbed methane*), gás convencional, *tight sand gas* e *shale gas*.

Gás metano associado a depósitos de carvão (*coalbed methane*): tal como o nome indica, trata-se de gás metano com origem em formações rochosas ricas em matéria orgânica geradoras de depósitos de carvão.

Gás convencional: Acumulações de gás em armadilhas geológicas onde a rocha reservatório apresenta propriedades permo-porosas favoráveis (geralmente arenitos ou carbonatos). Neste tipo de acumulações, para além de gás é possível encontrar igualmente depósitos de petróleo.

Porém, há casos em que certas acumulações de gás não ocorrem juntamente com qualquer associação de outros fluidos (*Ferguson, Gilbert; shale gas, 2013*).

Tight sand gas: Depósitos originados pela migração de gás para rochas reservatório (geralmente arenitos ou carbonatos) com permeabilidade e porosidade reduzidas da ordem de *mili-Darcy* à *micro-Darcy*, (*Speight, et al, 2013*)

Podem no entanto ocorrer variações de permeabilidade dentro da mesma formação. Se essa evoluir de forma a criar estratos menos permeáveis, as camadas superiores, podem funcionar como selo, retendo o gás *in situ* (*US energy information Administration, eia, 2010; Ferguson, Gilbert; 2013*).

Shale gas: devido à permeabilidade bastante reduzida característica de argilitos e xistos de baixo grau de metamorfismo, na ordem de *micro-Darcy* à *nano-Darcy*, o gás aí gerado, não migra para os estratos das formações rochosas superiores, permanecendo na rocha mãe.

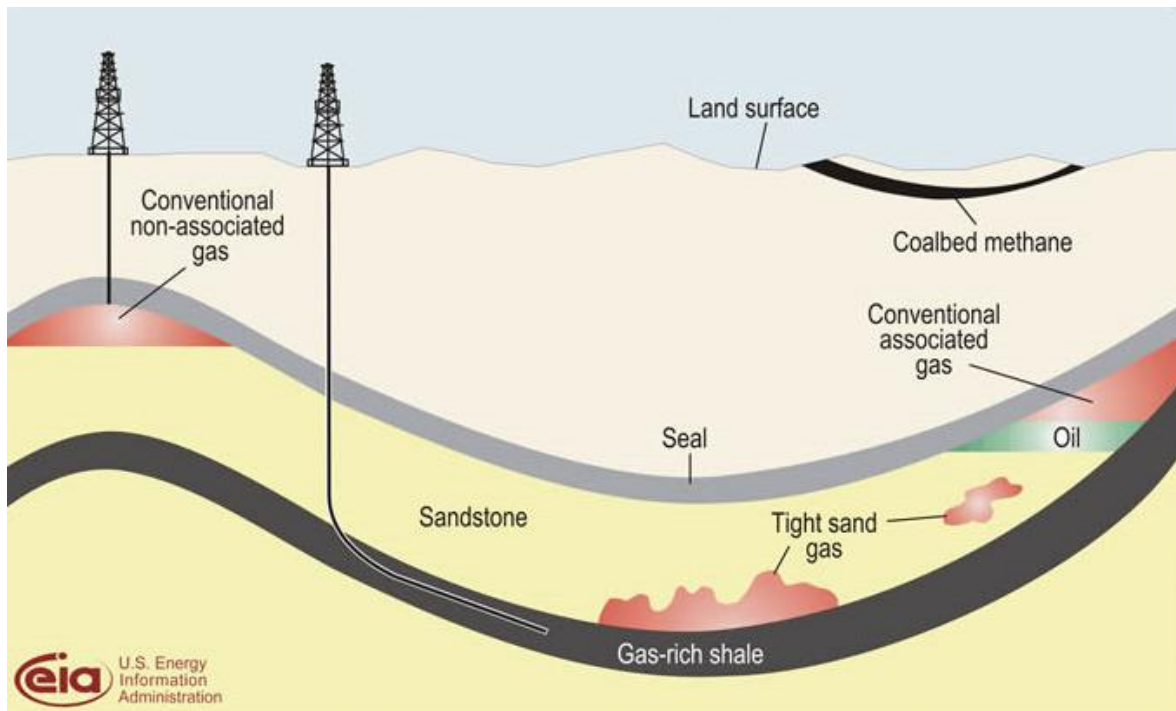


Figura 3-8: Diferença entre *shale gas* e gás convencional. (Fonte: eia, 2010)

O *shale gas* classificado como gás não convencional, pode ainda particularizar-se segundo a perspectiva de geologia de petróleo, o *shale* (argilitos e xistos de baixo grau de metamorfismo) desempenha o papel, de rocha de cobertura e de rocha mãe simultaneamente. As características petrofísicas dos seus sedimentos conferem uma capacidade de retenção à passagem de fluidos.

As acumulações de *shale gas* podem ser encontradas em três formas distintas: gás no estado livre, gás adsorvido e gás dissolvido (*Total E&P*).

Gás no estado livre: as acumulações são encontradas nas cavidades matriciais da rocha (porosidade e ou fissuras).

Gás adsorvido: através das forças moleculares, o gás nas formações de xisto é adsorvido pelo resíduo da matéria orgânica.

Gás dissolvido: parte do *shale gas* encontra-se geralmente dissolvido no condensado ou em petróleo.

3.3 SHALE

3.3.1 Mineralogia do *shale*

O *shale* (argilito ou xisto de baixo grau de metamorfismo) é constituído sobretudo por minerais de argila, sendo os mais comuns illite, esmectite e filossilicatos, combinados em diferentes proporções de quartzo e carbonatos. Este tipo de rochas sedimentares forma-se regra geral em ambientes marinhos de pouca agitação pelo que é igualmente possível serem gerados em lagos ou deltas.

3.3.2 Características geológicas das principais bacias de *shale gas* dos EUA

A tabela 3-7 mostra que a profundidade dos reservatórios explorados excede os 1000 metros, estando assim afastados da zona de aquíferos explorados para consumo humano, o que diminui o risco de contaminação dos mesmos durante o processo de fraturação. As características geológicas apresentadas mostram alto potencial na produção de gás natural nessas bacias, pela espessura útil do reservatório (*payzone*), grau de maturidade e carbono

orgânico total. A figura 3-9 representa a localização das principais bacias de *shale gas* nos EUA.

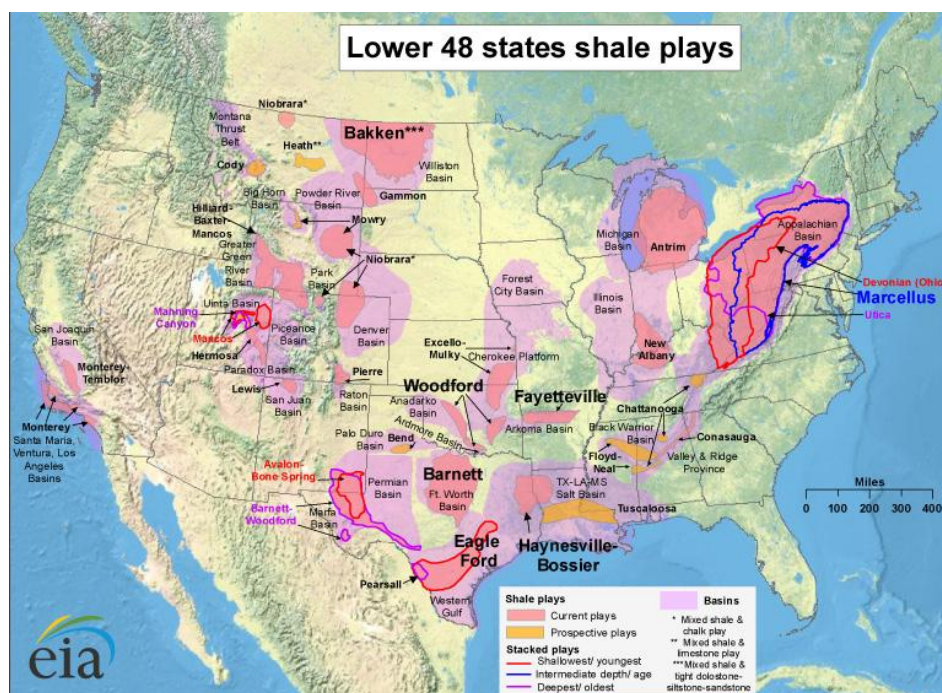


Figura 3-9: Localização de bacias de shale gas. (fonte: eia, 2011)

Tabela 3-7: Características geológicas das principais bacias de *shale gas* dos EUA

Características	Barnett	Haynesville	Marcellus
Profundidade (m)	1 981 - 2 591	3 353 - 3 962	1 219 - 2 438
Espessura bruta do reservatório (m)	46 - 213	366 - 396	15 - 91
Espessura útil do reservatório (m)	30 - 183	61 - 107	15 - 76
Maturidade térmica Ro (%)	0,8 - 1,3	1,8 - 2,5	0,7 - 2,15
Carbono orgânico total - TOC (% wt)	4,5	0,5 - 4,0	1,0 - 5,0
Conteúdo em sílica (%)	35 - 50	34	20 - 60
Conteúdo em argilas (%)	< 35	33	20 - 35
Porosidade total (%)	4,5	8 - 15	1,6 - 7,0
Gas In Place (m ³ /secção)	1,42*10 ⁹ - 4,3*10 ⁹	5,7*10 ⁹ - 7,1*10 ⁹	1,1*10 ⁹ - 3,7*10 ⁹
Pressão gradiente (bar/m)	0,10 - 0,11	Sobre pressão	0,10 - 0,14
Área ativa (km ²)	10 554	9 257	27 510
Recuperação final estimada - EUR (milhões m ³ /poço)	45	184	99
Espaçamento de poços (nº poços/km ²)	2,0	3,0	3,0
Recursos tecnicamente recuperáveis - TRR (m ³)	0,7*10 ¹²	1,5*10 ¹²	5,0*10 ¹²
Taxa de sucesso (%)	75 - 95	75	70

Fonte: Montney Shale Overview, 2011

Na tabela 3-8, mostram-se ainda as características geológicas da bacia de *Fayetteville*, dado esta servir de referência ao estudo de viabilidade económica do projeto.

Tabela 3-8: Características geológicas da bacia de Fayetteville, EUA

Fayetteville	
Profundidade (m)	1 219
Espessura útil do reservatório (m)	33
Carbono orgânico total - TOC (% wt)	6,9
Porosidade total (%)	5,0
Área ativa da bacia de <i>shale gas</i> (km ²)	23 310
Recuperação final estimada - EUR (milhões m ³ /poço)	96.0
Espaçamento de poços (nº poços/km ²)	3,0
Recursos tecnicamente recuperáveis - TRR (m ³)	905*10 ⁹
Taxa de sucesso (%)	88 - 94

Fonte: Montney Shale Overview, 2011

3.3.3 Cor do *shale*

O shale pode ser encontrado por várias cores, desde claras às mais escuras, (figura 3-10) o que pode indiciar a contaminação ou presença de alguns minerais na rocha. Shales ricos em hidrocarbonetos normalmente possuem cores mais escuras, variando entre o cinza escuro e o preto. O shale das bacias acima mencionadas: *Barnett shale*, *Fayetteville shale*, *Haynesville shale*, ricas em hidrocarbonetos, são de cor cinza ou preta (Speight, 2013).



Figura 3-10: Cores de shale. (Fonte: *geology.com*)

3.3.4 Constituintes do gás natural

O gás natural é composto essencialmente por hidrocarbonetos saturados (C1 a C5) sendo o principal o metano que normalmente ocupa mais de 85% do seu volume. Estão igualmente presentes outros constituintes, tais como dióxido de carbono, sulfureto de Hidrogénio, Azoto e Hélio, em baixas proporções entre 1-2%.

O quadro da tabela 3-9 mostra os principais constituintes do gás natural e as suas respetivas percentagens volumétricas.

Tabela 3-9: Principais constituintes do gás natural

Componentes essenciais do gás natural		
Nome	Fórmula Química	Volume %
Metano	CH_4	>85
Etano	C_2H_6	3-8
Propano	C_3H_8	1-5
Butano	C_4H_{10}	1-2
Pentano	C_5H_{12}	1-5
Dióxido de carbono	CO_2	1-2
Sulfureto de hidrogénio	H_2S	1-2
Azoto (Nitrogénio)	N_2	1-5
Hélio	He	<0.5

Fonte: (Adaptação. Speight, 2013)

3.4 ANÁLISE E CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

O capítulo descreve a origem dos hidrocarbonetos, através da análise cronológica, das eras geológicas da terra.

Pode-se interpretar que os hidrocarbonetos existentes são de época *inferior ou igual* a era Paleozóica, pois só a partir desse período é possível haver grandes quantidades de matéria orgânica para geração de hidrocarbonetos fósseis.

Também, neste capítulo se pode compreender do papel fundamental da radiação solar através da fotossíntese para vida na terra, sua importância na geração de energia quer renovável (biomassa), quer de origem fóssil.

Com o enterramento da matéria orgânica, ocorrem transformações termoquímicas, com base no aumento do gradiente de pressão e gradiente geotérmico: diagénese, catagénese e metagénese ver figura 3-5. A estes estádios diagenéticos correspondem respetivamente a geração de gás, gás e óleo e gás seco.

As propriedades mineralógicas, de permeabilidade e porosidade são fundamentais na migração do hidrocarboneto gerado da rocha mãe para rocha reservatório, onde se acumulam em armadilhas geológicas (estruturais, estratigráficas ou mistas) cobertas por uma camada selante impermeável.

O *shale gas* sendo um hidrocarboneto fóssil tem, os mesmos mecanismos de geração dos hidrocarbonetos em geral. Porém, diferencia-se dos outros tipos, pela permeabilidade reduzida da rocha reservatório, onde se encontra.

Na lista do ranking dos países com as 10 maiores reservas de *shale gas* a nível mundial destaca-se a presença da África do Sul, com grandes reservas de *shale gas*, mesmo sem tradição de produção de hidrocarbonetos. Isto significa que a tradição de exploração de hidrocarbonetos, *não é condição suficiente*, para ter *shale gas*; mas sim, ter condições de existência de matéria orgânica, em quantidade (%TOC), qualidade e grau de maturação (%Ro) suficientes para potenciar a pesquisa.

4 CONSTRUÇÃO DE UM POÇO DE HIDROCARBONETOS - VISÃO GERAL

4.1 CRONOLOGIA, POÇO DE *SHALE GAS*, REFERÊNCIA *BARNETT SHALE*-EUA / POÇO DE PETRÓLEO CONVENCIONAL EM ÁFRICA

No artigo exxonmobil, 2014 mostra-se que o tempo médio despendido na construção de um poço de *shale gas* desde a perfuração à fase de completação é de cerca de 75 dias distribuídos de acordo com a figura 4-1.

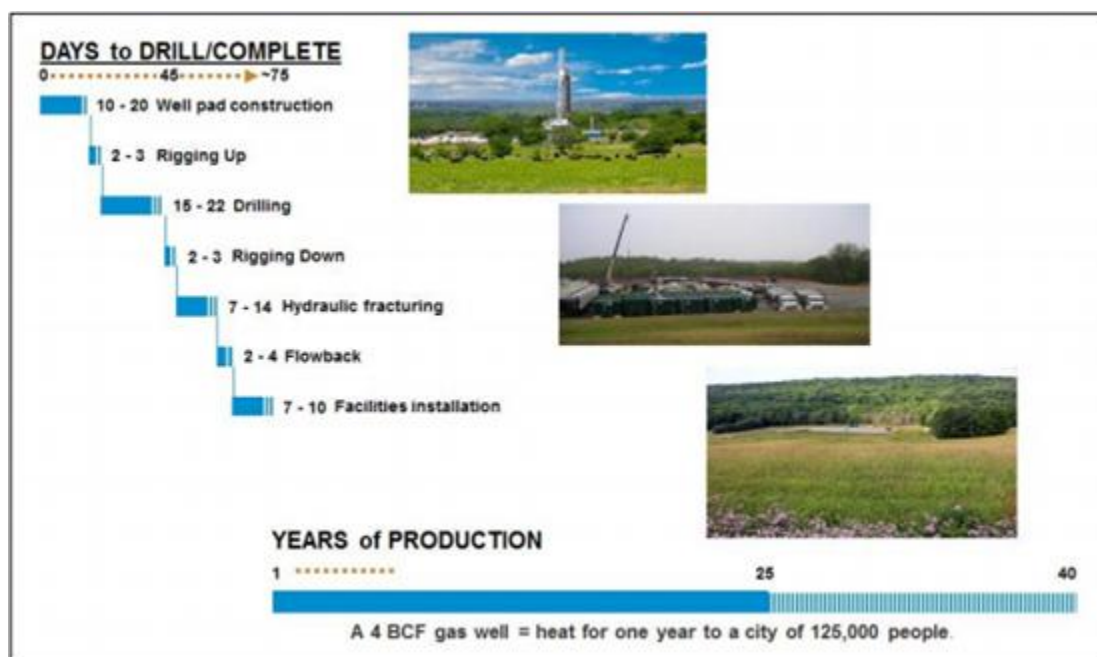


Figura 4-1: Tempo para construção do poço de *shale gas*. (Fonte:exxonmobil,2014)

Ao analisar a cronologia de fases na construção de um poço de *shale gas* nos EUA, de modo geral, se equipara com o tempo gasto em poços furados para produção de petróleo convencional.

A perfuração de poços para produção de *shale gas* processa-se de modo semelhante à perfuração de poços de petróleo convencional. Assim, e por falta de dados detalhados sobre os eventos ocorridos durante a perfuração do *shale gas* nos EUA propõe-se, a visualização detalhada de cada fase, com base em dados de poços de *onshore* Africano, (tabela 4-1).

Por razões de confidencialidade de dados o poço em causa, sob o solo Africano denomina-se *LISBOA 1*

4.1.1 Resumo cronológico num poço típico de petróleo convencional

A tabela em anexo D representa o quadro de avaliação progressiva e performance para ao poço (*Dailly Progress Chart and Performance*) mostra a evolução do processo e o seu índice de performance, onde cada etapa do poço é rigorosamente avaliada no tempo. O quadro mostra, que para o presente caso as operações duraram 46 dias Versus os 48 inicialmente programados, a que corresponde um Non Productive Time (NPT) de 3%.

A figura 4-2 mostra a trajetória do poço Lisboa-1. Trata-se de um poço horizontal de forma a maximizar a produção

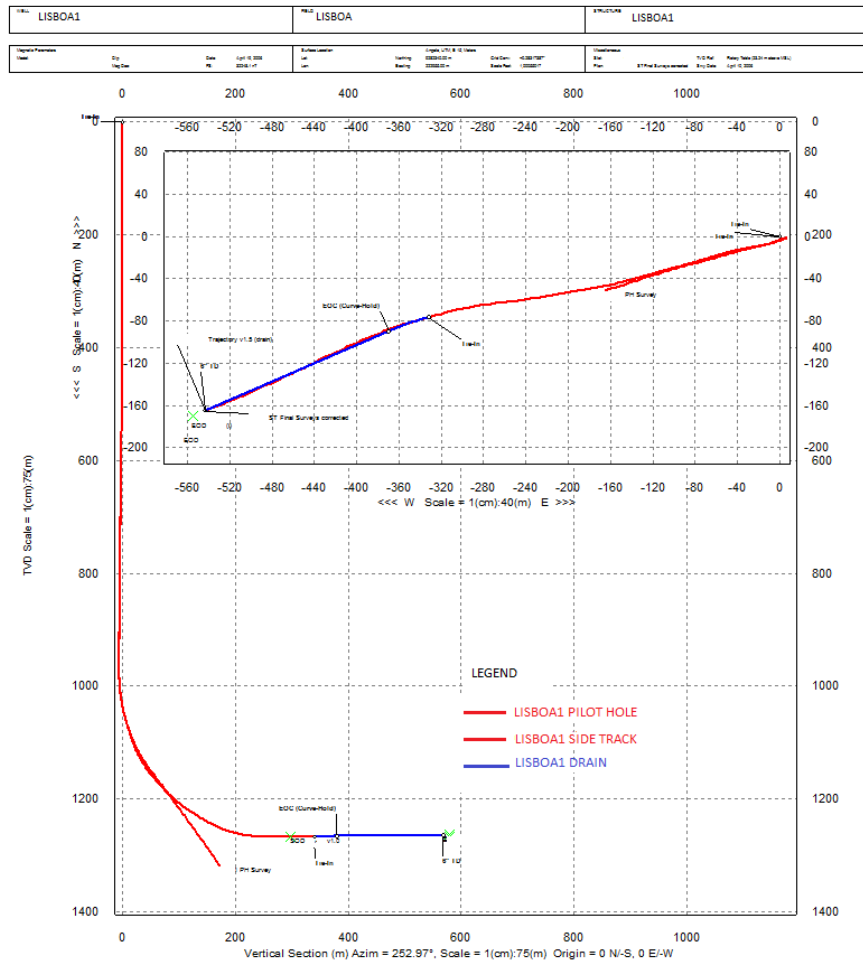


Figura 4-2: Perfil do poço de exploração de petróleo convencional

No essencial, a cronologia de processos em poços de exploração convencional converge com a que se verifica nos de *shale gas*. Os dados apresentados foram obtidos, através de um relatório de uma empresa operadora, em África.

Se aos 46 dias que serviram para conclusão do poço de exploração convencional adicionarem os necessários à realização das operações de fraturação, (entre 15 e 20 dias) estar-se-á, próximo do tempo médio estimado para um poço de *shale gas* (75 dias), (exxonmobil, 2014).

4.2 ANÁLISE E CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

A construção de um poço de *shale gas* obedece no geral, à cronologia de um poço de hidrocarbonetos convencionais.

As diferenças entre poços convencionais e os de *shale gas* registam-se sobretudo durante a fase de completação. Dada a grande escala da fraturação realizada em poços de *shale gas*, o período de tempo que se lhe dedica é por norma muito mais extenso que o verificado para a estimulação de poços convencionais.

O perfil de poço de exploração apresentado é bastante útil, em situações de prospeção, onde há, necessidade de avaliar o dimensionamento dos reservatórios, desenvolvendo todas técnicas necessárias desde diagrfias do poço ou *logging* na determinação de propriedades petrofísicas, químicas e mineralógicas das rochas.

5 FASES PARA EXPLORAÇÃO DE HIDROCARBONETOS FÓSSEIS

5.1 PLANIFICAÇÃO

A planificação do projeto decorre sob orientação de um grupo multidisciplinar, que estuda as diferentes vertentes do processo. Nesta fase inicial do projeto, para além dos estudos geológicos fundamentais, a parte jurídica desempenha um papel importante.

Negociação de concessão

A concessão do terreno de exploração mineral é dada por meio de um contrato celebrado, entre o proprietário e o explorador (*mineral leasing*).

Nos EUA os privados podem ser proprietários de terrenos, com direito de exploração de solo e subsolo. Os contratos podem conter cláusulas compensatórias, da produção mineral bem como da proteção ambiental.

Na república Portuguesa, apenas o estado pode concessionar propriedades para exploração e prospeção de petróleo ou gás de acordo regulamentação através do ***Decreto-Lei nº 109/94 de 26 de Abril***

5.1.1 Licença de exploração

Após ter o contracto de exploração de bloco, o concessionado pode iniciar a fase da planificação sísmica para determinar, os locais para abertura de poços de exploração.

5.1.2 Sísmica

O primeiro passo antes da perfuração é a etapa da aquisição sísmica, realizada a duas dimensões (2D), três dimensões (3D). Os sinais de ondas induzidas artificialmente são refletidas pelas formações e são captadas por meio de geofones se a pesquisa for em terra

(*onshore*) ou caso de pesquisa sísmica ocorrer no mar (*offshore*) a recepção dos sinais das ondas sísmicas é feita através de hidrofones.

O método 3D é uma evolução da sísmica de 2D. Neste caso a densidade dos geofones/hidrofones é muito maior permitindo assim obter imagens da subsuperfície a três dimensões. Existe ainda sísmica 4D, onde se inclui a variável tempo entre as campanhas de aquisição. Este método é aplicado em estádios mais avançados dos projetos, nomeadamente durante a fase em que os campos já se encontram em produção.

Para além da existência da tecnologia sem cabo entre os sensores, também é frequente a utilização de cabos especiais como *Ocean Bottom Cable (OBC)* ou sísmica com cabo de fundo que permite a instalação de cabo, com sensores no leito do mar (*Sea bed*), que elimina muitas distorções na zona entre o leito e a superfície do mar. Convencionalmente, os sensores recetores de sinais de ondas refletidas, pelas diversas formações são instalados por cabo ligado ao barco, perto ou na superfície do mar. A utilização do *OBC* atualmente é muito caro podendo chegar ao custo de cerca de 10 vezes mais, que o convencional. Por isso, a sua utilização deve ser ponderada.

Uma boa sísmica em casos práticos tem demonstrado, um passo importante para o êxito do processo de exploração de petróleo ou gás. Como exemplo de um dos casos de sucesso observado no *Barnett shale* nos EUA, descrito pela empresa petrolífera *Halliburton* como: «*de risco de abandono para lucro*»

Nesse caso dos EUA, como fora conhecido o potencial em hidrocarbonetos do *Barnett shale*, de 11 poços furados e completados, apenas 3 tiveram sucesso antes da solução descrita pela (*Halliburton CYPHER Seismic to stimulation, 2014*). Contudo, segundo a empresa, após a aplicação necessária de métodos apropriados para o caso, conseguiu-se aumentar em cerca de **50% de produção**.

5.1.3 Construção de estradas

Com os resultados obtidos da análise sísmica são construídas, estradas de acesso aos locais de exploração. Elas fazem parte da rede de comunicação, para manter a logística das operações nos furos a perfurar. Para além disso, são cavados e construídos os tanques de fluidos de perfuração, de acordo com as regulações de proteção ambiental em que envolve, processo de impermeabilização.

O marco de localização exata do poço (*well pad*) também é construído para facilitar o processo de posicionamento da sonda para o início da perfuração.

5.2 PERFURAÇÃO

5.2.1 Fluidos de perfuração

O aparelho de perfuração inicia o seu furo com a abertura da secção inicial. O dia dessa abertura é chamado de (*spud date*) e o fluido de perfuração de *spud mud*.

O fluido de perfuração é um componente essencial na construção de poços. A partir de uma combinação de vários produtos químicos são obtidas as propriedades necessárias, que satisfazem as funções resumidas em 4 princípios, (*BP& Chevron texaco drilling fluids manual,2002*):

- 1) Controlo de pressões internas de poço;
- 2) Remoção e transporte de detritos (*cuttings*) perfurados pela broca;
- 3) Suporta e estabiliza o furo;
- 4) Arrefece e lubrifica a broca.

Existe uma gama variada de fluidos de perfuração. Eles podem classificar-se em dois grandes grupos: líquidos e gasosos.

Os líquidos por sua vez podem ser: fluidos a base de água ou fluidos a base de óleo mineral.

Quanto aos gasosos podem ser: fluidos de ar comprimido ou fluidos de outros gases.

A escolha do tipo de fluido a aplicar na perfuração de um poço depende, de vários fatores, sendo os principais: as características reológicas das formações a atravessar, a sensibilidade ambiental, e as características do equipamento envolvido na perfuração do poço.

Fluidos de perfuração - fatores geológicos

Por meio de informações sísmicas e ou de dados provenientes de perfurações anteriores no mesmo campo, o furo é geralmente feito com análise atempada para propriedades tais como: o tipo de formação, dureza, pressão de poro e pressão de fratura da formação.

O fluido de perfuração é então arquitetado, no âmbito do desempenho das funções acima resumidas, ter propriedades adequadas tais como: densidade (*mud weight*), viscosidade (*plastic viscosity* ou viscosidade efetiva), rendimento (*yield*), alcalinidade (*pH*), etc.

Para o fluido de perfuração estabelecer ao controlo de pressão interna do furo, a propriedade fundamental é a densidade, através do qual é programada para cobrir a faixa entre a pressão de poro e a pressão de fratura. O não respeito dessa faixa significa um motivo de preocupação, pois pode haver intrusão (*kick*), quando a pressão equivalente a densidade do fluido, for inferior à pressão de poro. Se pelo contrário a pressão equivalente a densidade de fluido for superior à pressão de iniciação de fratura, se obtém perdas (*loss*).

O *equivalent circulating density (ECD)* é a densidade efetiva na qual o fluido exerce sobre a formação (Schlumberger, 2011).

A pressão hidrostática do fluido numa determinada profundidade do furo em pés (ft) é calculada com base em (*ECD*) através da fórmula:

$$ECD \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) = MW + \frac{PPAI}{TVD \times 0.052} \quad (5-1)$$

Onde:

Equivalent Circulating Density, ECD (lb/gal);

Fluid or Mud Density, MW (lb/gal);

Annular Pressure Loss, P_{APL} (psi);

True Vertical Depth, TVD (ft).

Após ser encontrado o *mud density* ou *fluido density* (lb/gal) é calculada a pressão equivalente através da fórmula:

$$(\text{Hydrostatic Pressure, psi} = \text{MW} * \text{TVD} * 0.052) \quad (5-2)$$

Onde:

Fluid or Mud Density, MW (lb/gal);

True Vertical Depth, TVD (ft);

Pounds per Square Inch, psi

Fluidos de perfuração - fatores de sensibilidade ambiental

Com vista a proteção de lençóis de água atravessar durante a perfuração, são geralmente usados sistemas de fluidos de perfuração a base de água, *water base mud* (WBM) para minimizar possíveis danos ambientais.

Os sistemas a base de óleo mineral ou sistemas a base de óleo sintético, *oil base mud*, (OBM) são por norma aplicados em intervalos onde os riscos ambientais são menores ou seja após o *kick off point*.

Porém, em zonas de maior sensibilidade ambiental, são apenas autorizados os sistemas de fluido a base de água com produtos não tóxicos desde a superfície até ao fim, *total depth (TD)*.

5.2.2 Arquitetura do furo

O furo é planeado de acordo com os resultados da interpretação sísmica, segundo os quais são definidos, os objetivos a atingir. Ao longo da perfuração, as metas intermédias são atualizadas pontualmente configurando, desde as profundidades a atingir por seção, até as características físicas da formação rochosa.

Os parâmetros que consistem na análise dos detritos de perfuração, razão de penetração da broca, *ou rate of penetration (ROP)*, pressão de formação, são de entre muitos os parâmetros de maior relevância na concretização dos objetivos.

Em perfurações *onshore* são típicos os seguintes diâmetros de furo apresentados na (figura 5-1) abaixo:

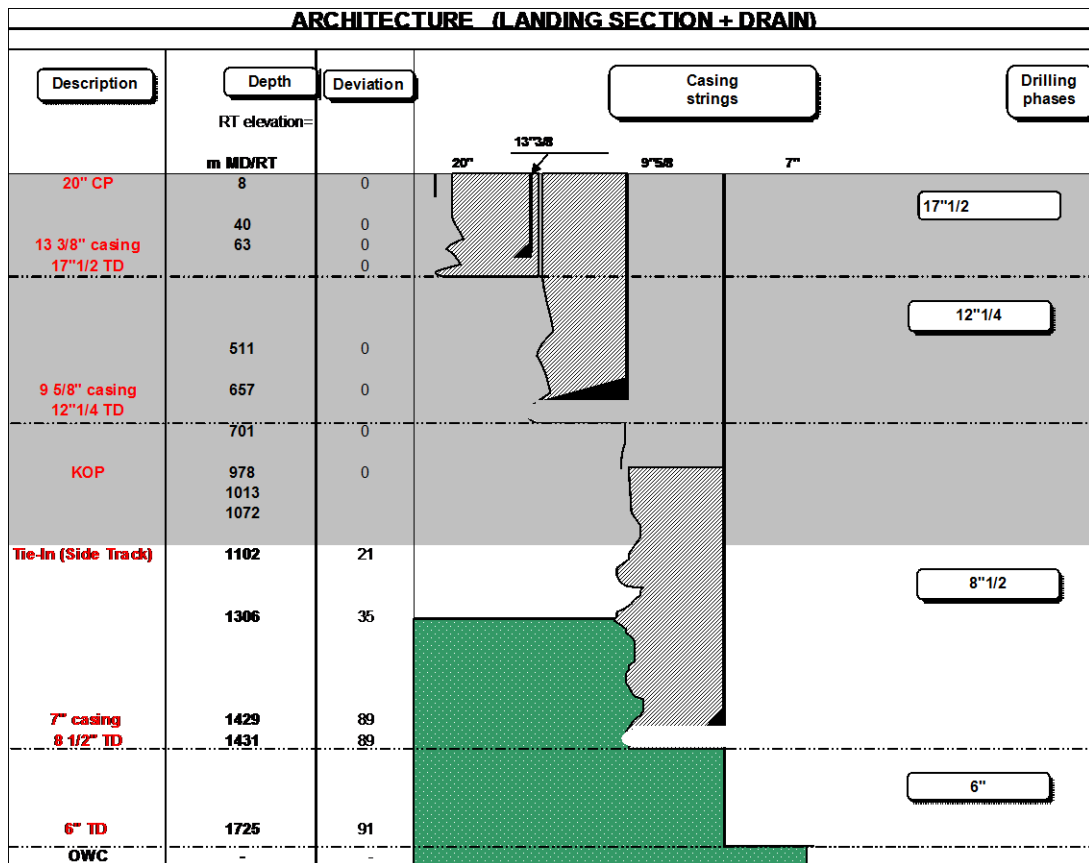


Figura 5-1: Arquitetura típica em perfurações *onshore*. (Fonte: Total)

Dada a elevada profundidade que normalmente se encontram os hidrocarbonetos, o furo para sua extração é feito por várias etapas começando do diâmetro maior, na superfície e com redução gradual com a profundidade, figura 5-1.

O número de revestimento (*casing*) baseado na posição da sapata do *casing* é calculado, segundo vários critérios, um dos mais aplicados é, a conformidade com a faixa entre o gradiente de pressão de poro e o gradiente de iniciação de fratura da formação (Schlumberger, 2011).

A figura 5-2 da faixa de trabalho dos fluidos de perfuração mostra, a necessidade de instalação de *casing* intermédio entre o *casing* 13 3/8" e o *casing*, de 9 5/8" devido ao aumento do (*ECD*) (linha azul) próximo da margem de iniciação de fraturação (linha purpura).

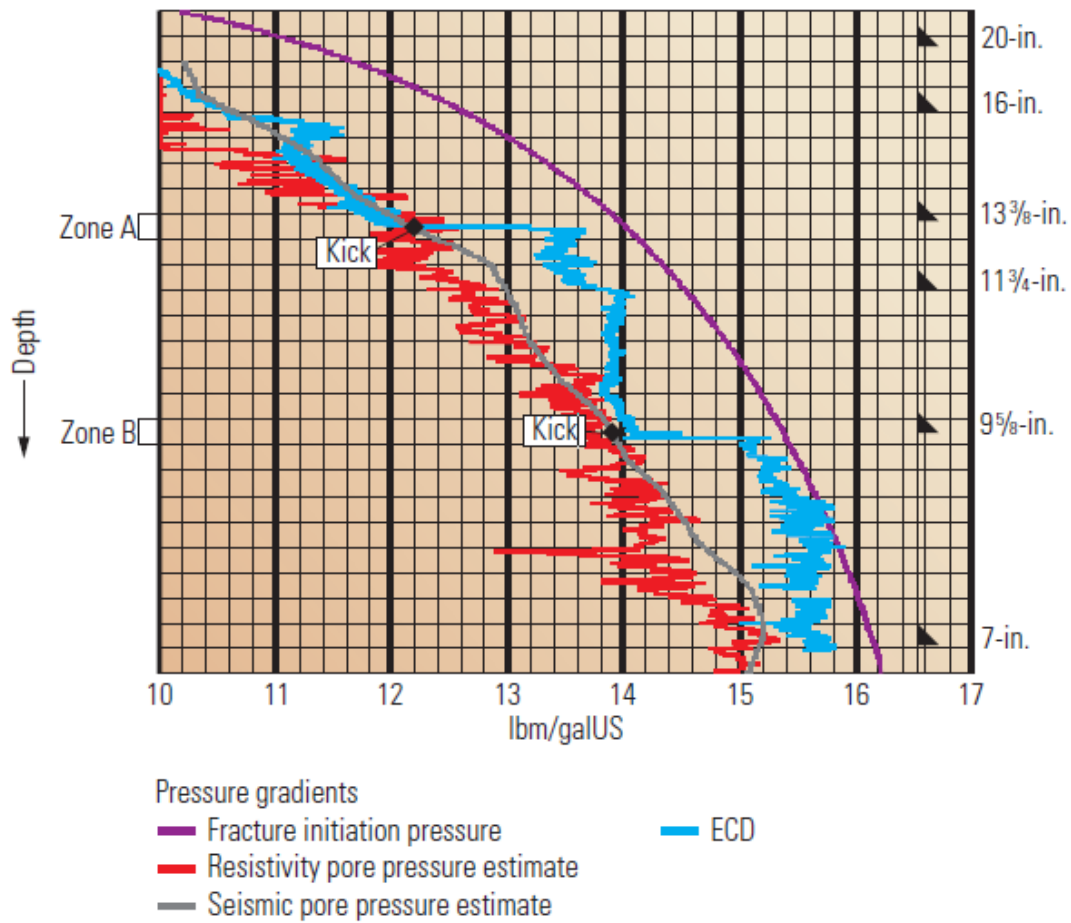


Figura 5-2: Faixa de trabalho para o fluido de perfuração. (Fonte: Schlumberger, 2011)

Existem 2 principais grupos de perfil de poços: Perfil de poços **verticais e desviados**.

Poços verticais

É o tipo de poços em que o furo é feito sem qualquer variação de inclinação. A inclinação é medida a partir da vertical.

Poços desviados

É o tipo de poços cuja trajetória é desviada intencionalmente a partir da vertical.

Com a manipulação de parâmetros de perfuração tais como: velocidade de rotação da coluna, arquitetura da coluna, peso da broca e outras, fazem com que o sondador ou perfurador consiga aplicar forças laterais à broca, (*Schlumberger, 2013/2014*) para construir ao ângulo (*build*), manter ao ângulo (*hold*) e diminuir ao ângulo (*drop*).

Hoje em dia, existem *softwares* evoluídos, que calculam a projeção da trajetória através da posição espacial da broca e seguir para os pontos nas formações objetivadas.

Desse grupo de poços desviados destacam-se 3 tipos fundamentais que são: ***tipo I Build and hold; Tipo II ou tipo S - Build, hold and drop; Tipo III Horizontal*** (*T.A.Inglis et al.,1987*).

Tipo I Build and hold - especificações do mud motor

Para a construção de trajetória onde há variação de ângulo, normalmente são cumpridas as especificações do fabricante referente aos componentes essenciais do *bottom hole assembly* (*BHA*). Esses componentes destacam-se o *mud motor* e suas conexões (figura 5-3; figura 5-4 e tabela 5-1).

A exemplo do que acontece com as outras marcas, a empresa ***Cougar drilling solution*** mostra alguns parâmetros abaixo aplicáveis aos seus modelos.

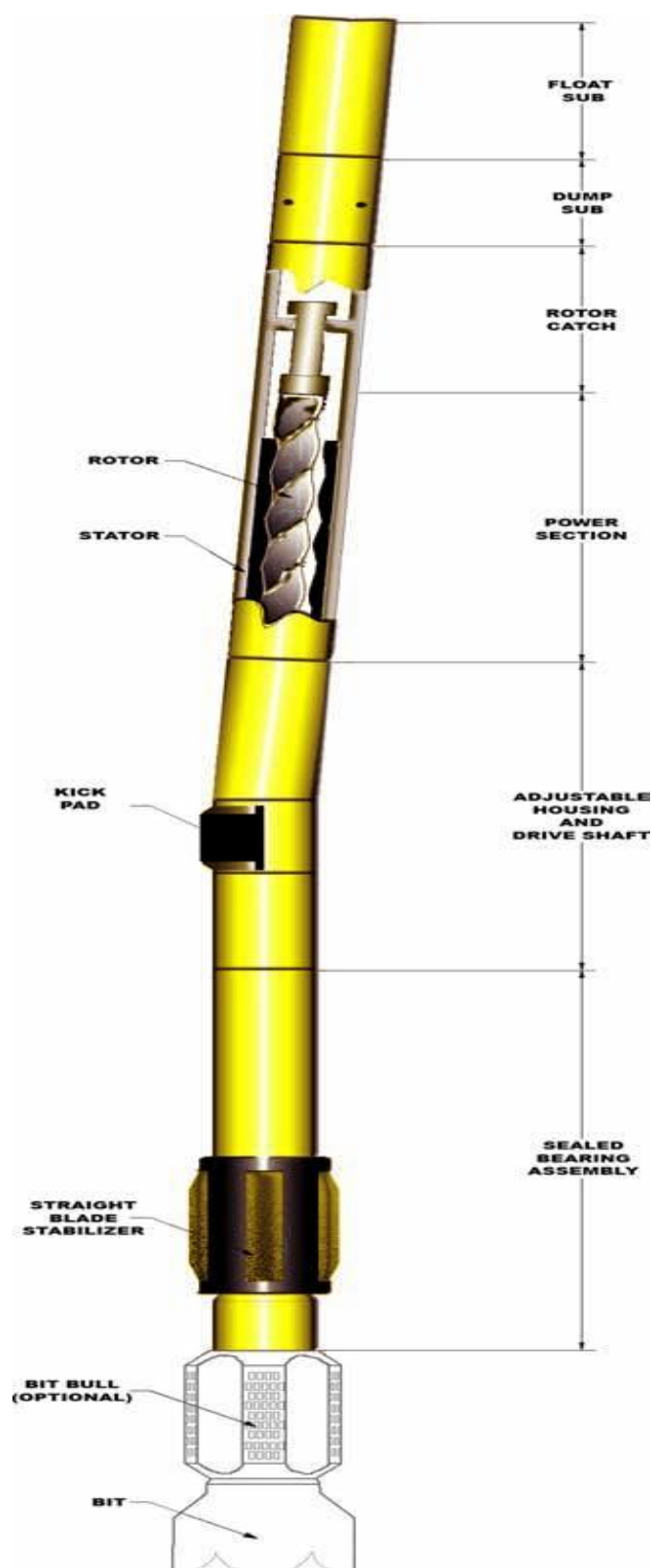


Figura 5-3: construção de trajetória, fonte- *Cougar drilling solution*

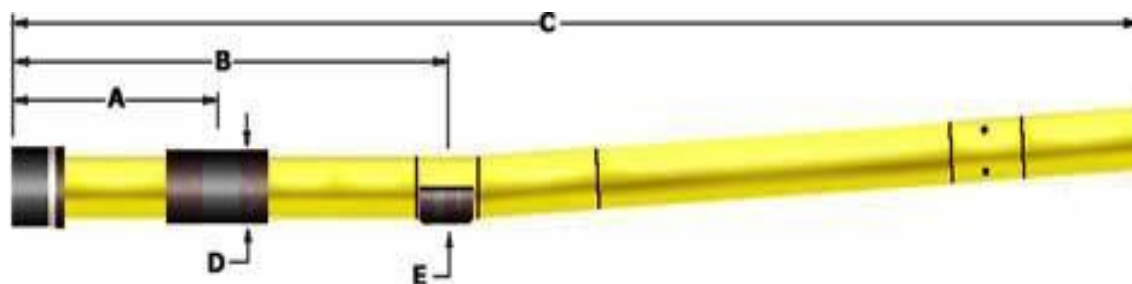


Tabela 5-1: Força mecânica recomendada aos diversos componentes

		Imperial units		Metric units	
A. Distance to stabilizer		22	inch	559	mm
B. Box to Bend		76	inch	1930	mm
C. Overall Length		278	inch	7054	mm
D. Thread Prot. Diameter		7.19	inch	183	mm
E. Kick Pad Diameter		7.00	inch	178	mm
Top Connection		AS PER REQUEST			
Bottom Connection		4 1/2" Reg		4 1/2" Reg	
Weight		1884	lb	838	daN
Maximum Flow Rate		650	gpm	2.46	m ³ /min
Maximum Torque		8235	ft-lb	11165	N-m
Maximum Power		270	hp	201	kW
Maximum Weight on bit	Dynamic	87300	lb	38800	daN
	Static	247000	lb	109000	daN
Maximum Allowable Pull		218500	lb	97000	daN
Pull to Yield Motor		475000	lb	212000	daN

Fonte: Cougar drilling solution

Tabela 5-2: Razão de crescimento do ângulo com a trajetória e as calibrações em função do diâmetro do furo

Build Rate (degrees/100ft(30 m))				
Bend Settings (degrees)	Hole Sizes (in, mm)			
	7 7/8"	8 1/2"	8 3/4"	9 7/8"
	200 mm	216 mm	223 mm	251 mm
0.26	0.03	0.00	0.00	0.00
0.52	2.78	0.13	0.93	0.00
0.78	5.52	2.88	1.82	0.00
1.03	8.16	5.51	4.46	0.31
1.27	10.70	8.05	6.99	2.23
1.50	13.12	10.48	9.42	4.66
1.72	15.45	12.80	11.74	6.98
1.93	17.67	15.02	13.96	9.20
2.12	19.68	17.03	15.97	11.20
2.30	21.58	18.93	17.87	13.11
2.60	24.76	22.11	21.5	16.28
2.82	27.09	24.43	23.37	18.60
2.95	28.46	25.81	24.75	19.98
3.00	28.99	26.34	25.28	20.51

Fonte: Cougar drilling solution

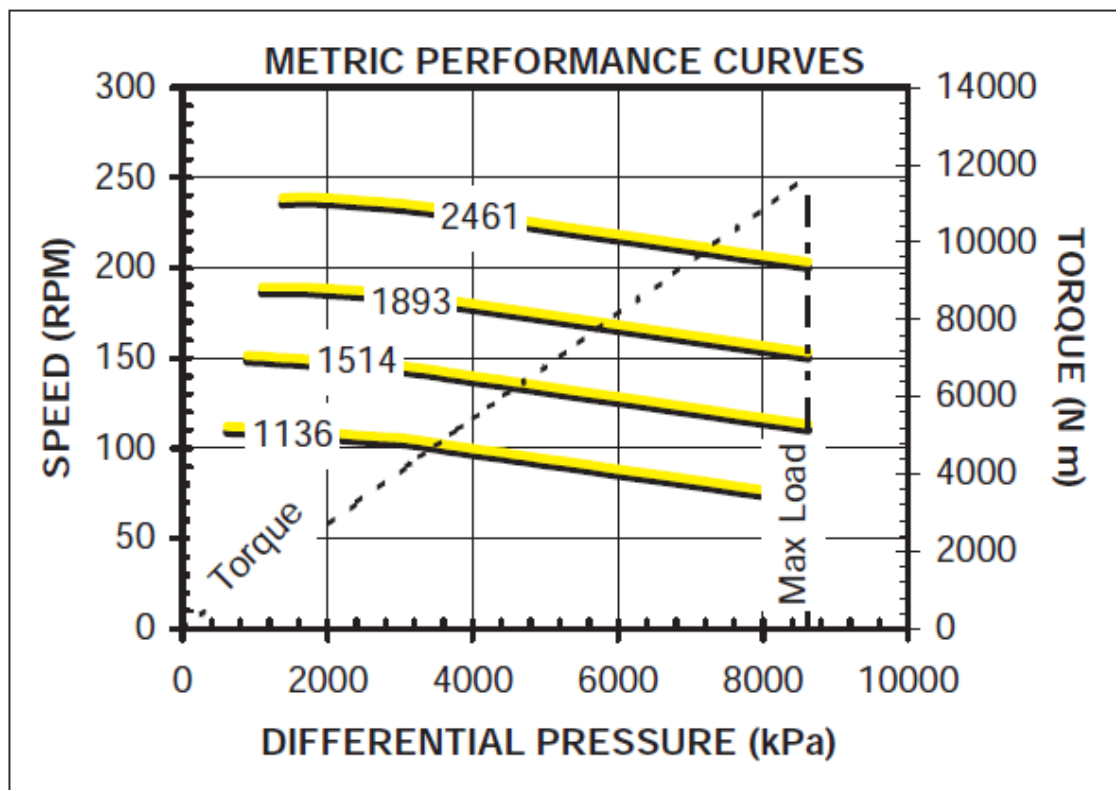


Figura 5-4: Performance do *mud motor*.(Fonte: Cougar drilling solution)

Drilling Fluid Flow (L/min)	1136	1514	1893	2461
Pressure Drop Across Motor with No Load(off-bottom pressure) (kPa)	621	896	1103	1379
Maximum Allowable Differential Pressure(on-bottom -- off-bottom pressure) (kPa)	7998	7722	7515	7239

Figura 5-5: Pressões em função do caudal do fluido de perfuração. (Fonte: Cougar drilling solution)

No presente trabalho recorreu-se ao software da *stoner engineering software* (SES) para modelação dos perfis de perfuração onde os dados usados foram definidos pelo autor do presente trabalho com base na sua experiência profissional. Estes perfis apresentam-se nos gráficos das figuras: figura5-6; figura 5-8; figura 5-9; figura 5-11.

Na figura 5-6 representa o tipo de perfil *build and hold*, onde o desvio é feito com antecedência, mesmo a partir das secções com *casing* de superfície. Após o ângulo construído, mantém-se até ao objetivo final (*target*).

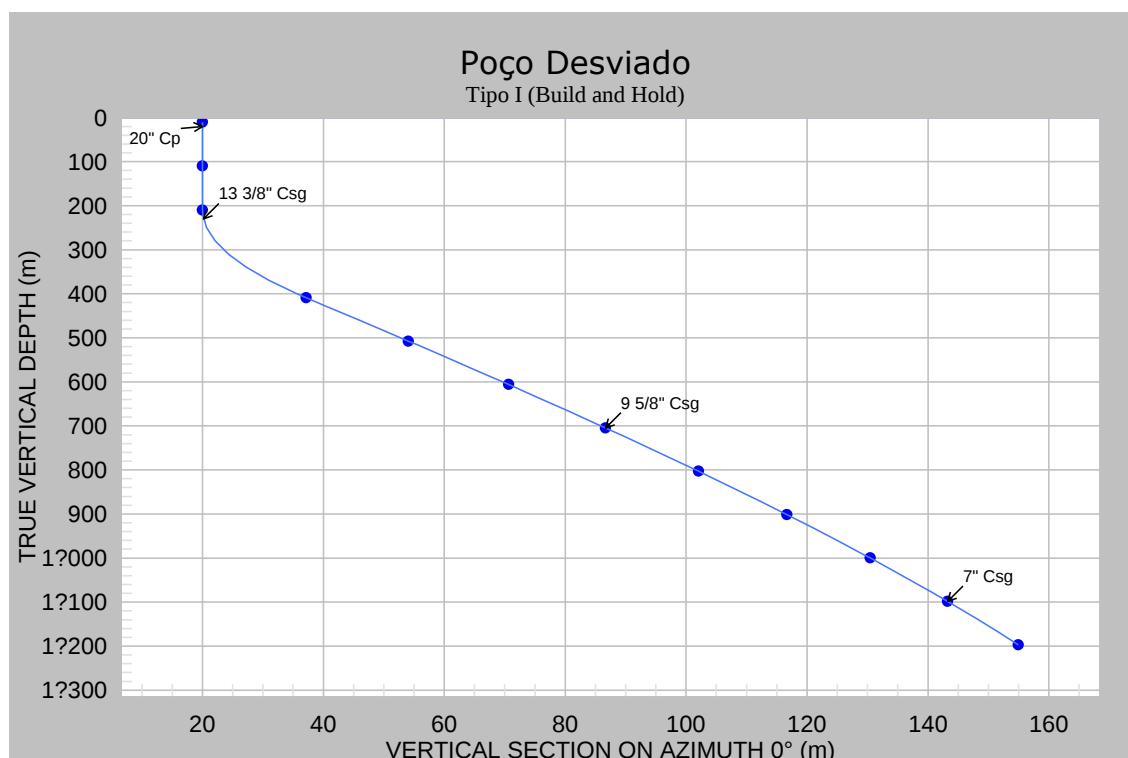


Figura 5-6: Tipo I Build and Hold

Estabilizadores em BHA

Os estabilizadores são conexões ou *sub* que ajudam o *BHA* na construção dos diversos tipos de perfis de poço. Eles podem parecer em diversas formas (figura 5-7), quer com superfícies laminadas, quer lisas. No caso de ser laminadas, estas podem ser em forma de espiral ou direitas.

Na construção da trajetória de um poço, os estabilizadores são recomendados em diferentes estruturas de *BHA* em função ao ângulo: *build*, *hold*, *drop* (T.A. Inglis, 1987).

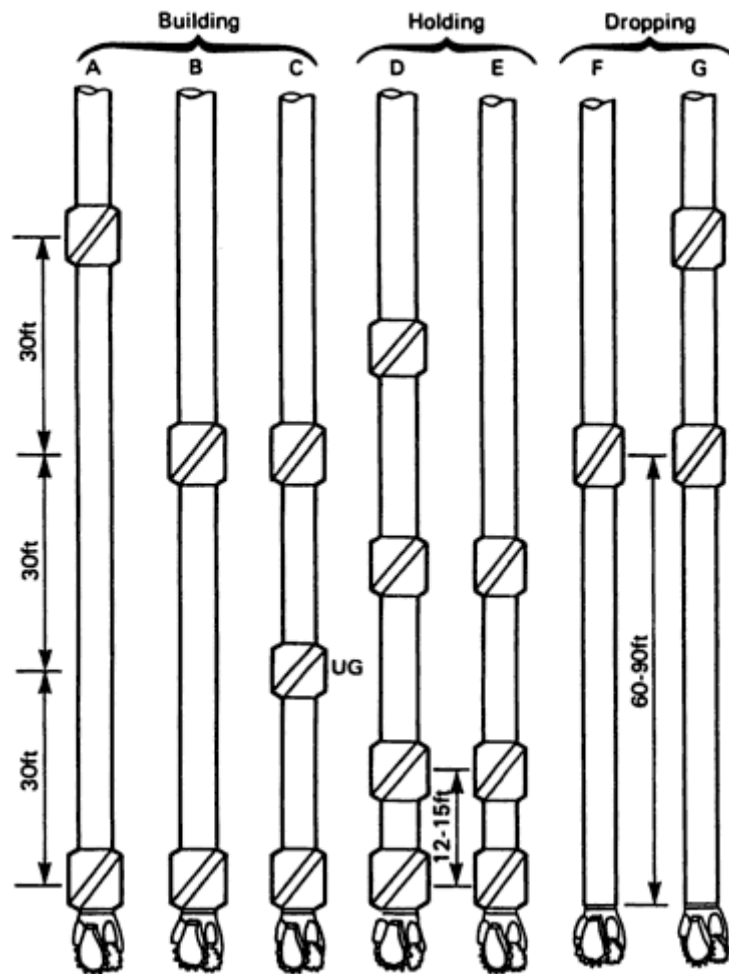


Figura 5-7: disposições de estabilizadores em BHA de diversos tipos de perfis. (Fonte: T.A. Inglis, 1987)

Durante a manipulação intencional do ângulo, o *drop* é facilmente conseguido em formações macias que em duras, pois o efeito pêndulo é mais notável em rochas moles, (figura 5-8).

O efeito *pêndulo* na coluna de perfuração é a manifestação de gravidade em tender puxar o *BHA* para posição vertical, (William Lyons, 1996).

Tipo II ou tipo S Build, hold and drop

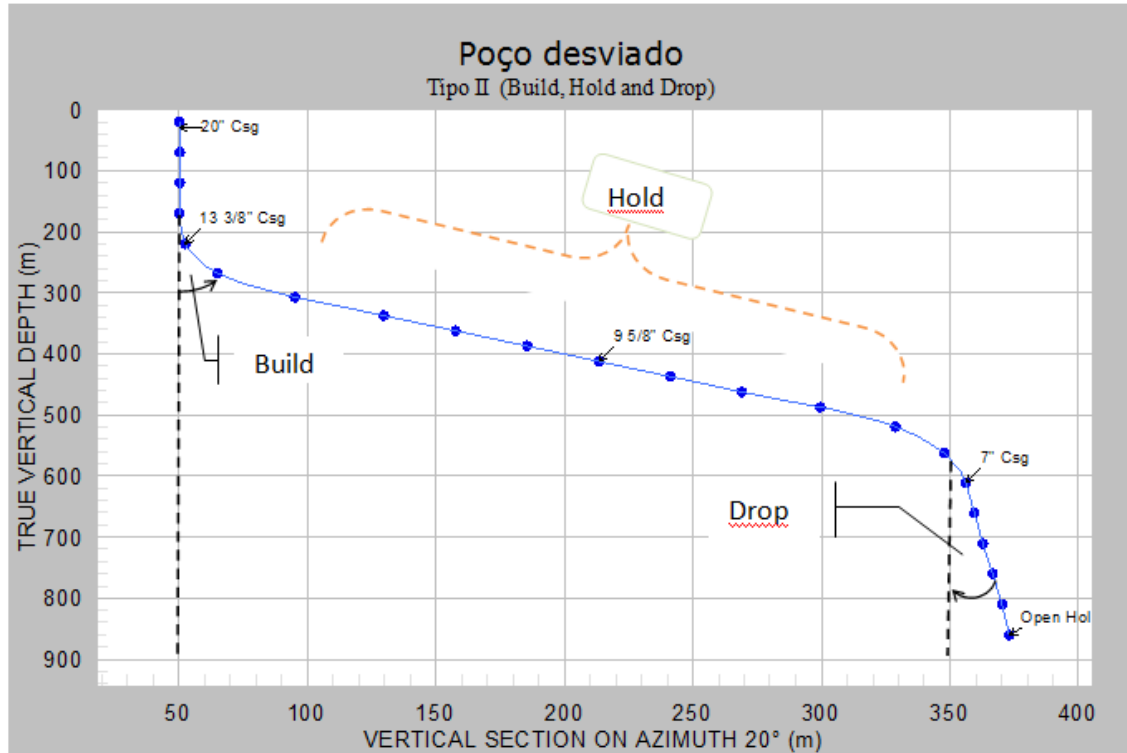


Figura 5-8: Tipo II Build, hold and drop- Modelação através de software (SES)

Tipo III Horizontal.

Contrariamente com os tipos de perfil anteriores neste, a figura 5-9 mostra como o desvio é feito nos intervalos mais profundos, aplicando técnicas diversas quer seja por bujões de cimento, cunhas, etc. O ângulo máximo atinge 90° até ao objetivo.

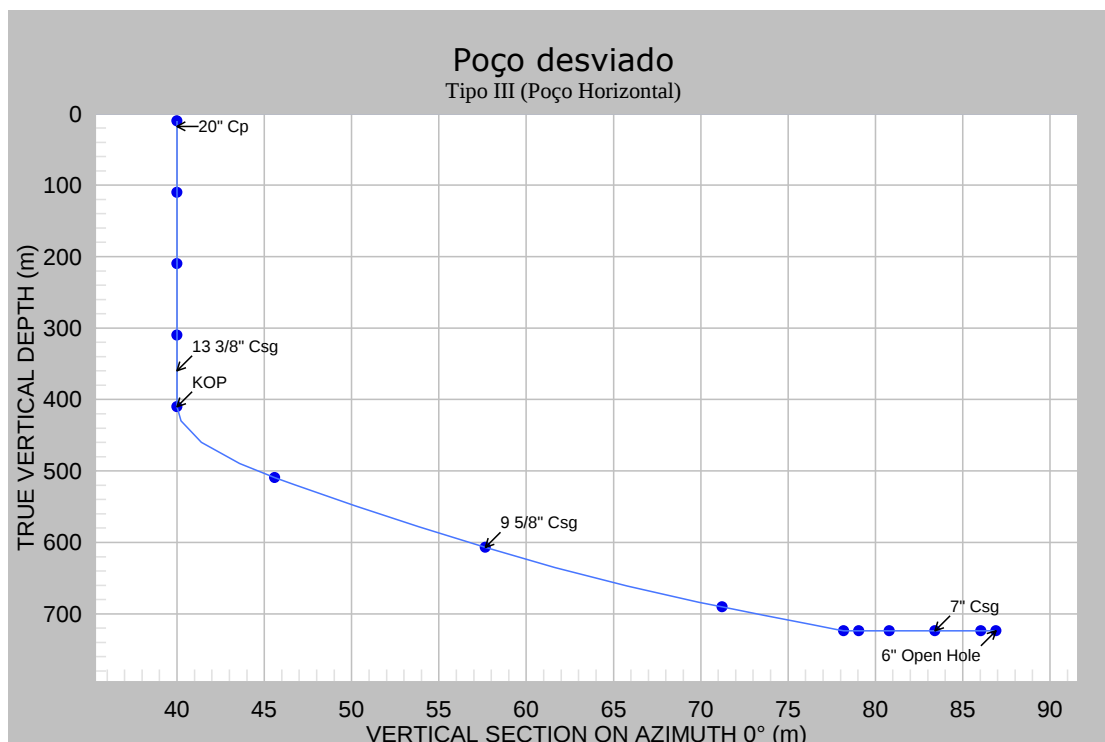


Figura 5-9: Tipo III horizontal - Modelação através de software (SES)

Atualmente, com desenvolvimento tecnológico de brocas e de equipamentos de fundo (BHA), o processo de perfuração é mais eficiente, com redução de trips para ajustes de BHA ou troca de brocas.

O *DynaForce Flex motor* é um desses exemplos apresentados na figura 5-10 com desenvolvimento, por meio de uma otimização de torque consegue fazer sem **trip** ou subida, desde a fase vertical, ao desvio horizontal bem como as extensões laterais (*Schlumberger*, *DynaForce*). Do relatório da empresa observa-se, que 1 608 metros de extensão de furo foram feitos com o rácio de penetração de 20m/h em formação de *shale*, *dogleg severity (DLS)* máxima de 10°/30 metros na bacia de *Permian, Texas*.

No gráfico abaixo pode-se ver a comparação, da poupança de tempo obtido com a utilização de novo tipo de motor de fundo.

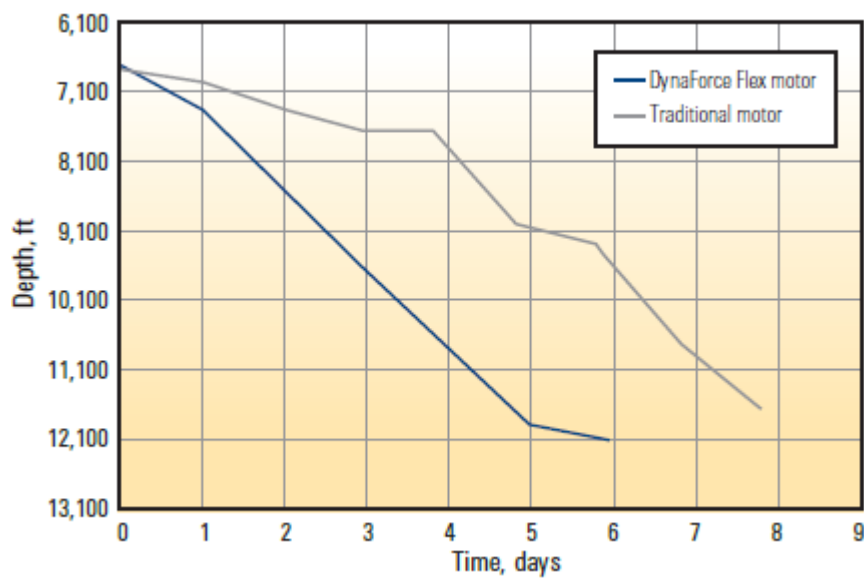


Figura 5-10: Comparação de motor tradicional com motor inovado

Com a nova tecnologia de brocas e motores consegue-se obter mais exposição do reservatório, facto, que pode dar com a conjugação de outros fatores melhor produtividade do poço em hidrocarbonetos.

Como se observa no perfil tipo III, (*Figura 5-11*) atualmente existe *BHA* a conseguir raios de curvatura com maior eficiência, o que permite explorar mais área de reservatório por meio de drenos longos.

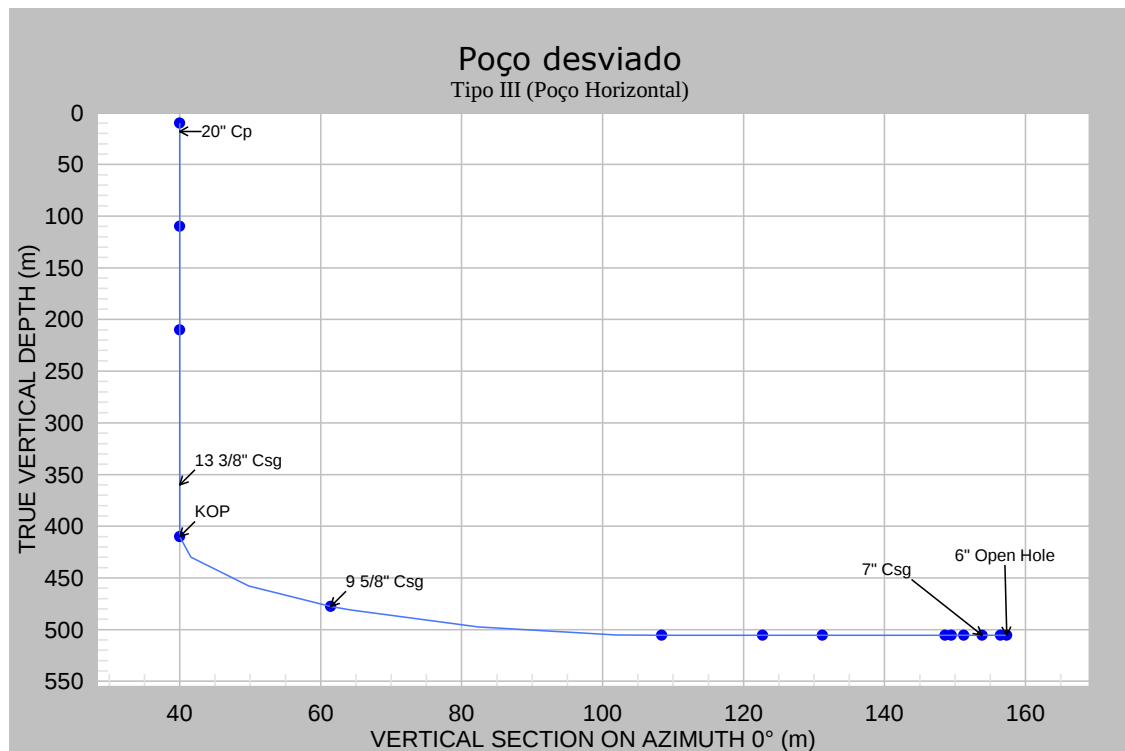


Figura 5-11: Tipo III horizontal - Modelação através de software (SES)

5.2.3 Cimentação

A cimentação constitui uma barreira importante no isolamento das formações adjacentes ao poço. Todavia, para todos operadores o sucesso da cimentação primária (*primary Job*) do *casing* ou *liner* é um dos objetivos traçados uma vez, ser mais dispendioso o trabalho de reparação (*remedial Job*). Nesse contexto, existem dois principais tipos de cimentação de *casing* e *liner*: Cimentação *primária* e cimentação de reparação (*standard handbook of petroleum*).

5.2.4 As principais funções do cimento em poços de hidrocarbonetos

- 1) Suportar verticalmente e radialmente o peso aplicado a coluna do *casing*;
- 2) Isolar as formações porosas das zonas de produção;
- 3) Proteger o *casing* da corrosão;
- 4) Restringir a migração de fluidos de formação;
- 5) Resistir à deterioração química do cimento;
- 6) Limitar as pressões anormais das formações.

Química do cimento

O cimento é uma mistura de materiais de rochas de calcário e argila extraído em pedreiras, que posteriormente passa por vários processos desde a trituração, mistura, até ao forno.

O calcário é constituído essencialmente por carbonato de cálcio e a argila é composta essencialmente, por hidróxidos de alumínio e silicatos. Quer calcário, quer argila são ambas rochas sedimentares muito comuns.

5.2.5 Classes de cimento e intervalos de aplicação

Para indústria de petróleo e gás o *American petroleum institute API* estabelece 9 classes de cimento que variam de *A - J* com base em, alguns critérios tais como: profundidade, temperatura, resistência aos sulfatos, etc. (*Dowell -Schlumberger*).

Segundo o *standard handbook of petroleum and natural gas* (*William Lyons, 1996*) as classes de cimento são descritas da seguinte forma:

Classe A: Destinado para intervalos desde a superfície até 6.000 pés (1.830 m) de profundidade. Este tipo é usado onde não há necessidade de propriedades especiais.

Disponível apenas no tipo comum ao da *American Society for Testing and Materials (ASTM) - C 150, Tipo I*.

Classe B: Reservado a ser usado a partir da superfície de 6.000 pés (1.830 m) de profundidade, quando as condições indicam uma moderada a alta resistência de sulfatos. Essa versão também está disponível em norma (ASTM C 150, Tipo II).

Classe C: Designado a ser usado a partir da superfície à 6.000 pés (1.830 m) de profundidade, quando as condições requerem alta resistência inicial. Versão disponível em comum e moderada (semelhante a norma ASTM C 150, Tipo III).

Classe D: Destinado para intervalos a partir de 6.000 - 10.000 pés (1.830 - 3.050 m) de profundidade, sob condições ligeiramente de altas temperaturas e pressões. Este tipo encontrasse também disponível em tipos de moderado e de alta resistência de sulfato.

Classe E: Apropriado a ser usado a partir de 10.000 - 14.000 pés (3.050 - 4.270 m) de profundidade, sob condições de altas temperaturas e pressões. Disponível em ambos os tipos: resistentes de alta e moderada em sulfato.

Classe F: Usado a partir de 10.000 a 16.000 pés (3.050 a 4.880 m) de profundidade, sob condições de temperaturas muito elevadas e pressões. Versão existente em tipos tanto moderada e alta resistência aos sulfatos.

Classe G: Deve ser usado a partir da superfície de 8.000 pés (2.440 m) de profundidade, quando se deseja atingir profundidades superiores, a mistura com outros aditivos tais como aceleradores e os retardadores é necessária para cobrir uma vasta gama de pressões e temperaturas. Também encontra-se disponível em tipos de moderada à alta resistência aos sulfatos.

Classe H: Fabricado para ser usado em poço desde a superfície ate 8.000 pés (2.440 m) profundidade, tal como a classe anterior, essa também, pode ser usada com os aceleradores e retardadores para cobrir uma ampla gama de profundidades e temperaturas.

Classe J: Apropriada a ser usada sem aditivos a partir de 12.000 a 16.000 pés (3.660 a 4880 m) de profundidade, em condições de temperaturas extremamente altas e pressões.

Todavia, podem ser usados aditivos como aceleradores e os retardadores para melhorar o alcance de profundidades do poço e temperaturas.

Porém, não obstante a existência deste leque de classes, devido a compatibilidade com uma vasta gama de aditivos usados para formar a pasta de cimento ou *cement slurry*, o **API classe G** tem sido uma das mais comuns, para cimentação de poços de petróleo e gás.

A formulação da mistura: água, aditivos químicos e cimento é denominada de *cement slurry* varia de acordo as propriedades desejadas ao intervalo de *casing*, pressão de poro, temperatura de circulação de fundo (*BHCT*) e a sensibilidade das formações geológicas adjacentes.

Exigências normativas na classe G da API spec 10

A norma (*API spec10*) descreve algumas características obrigatórias para classe G que se seguem na tabela 5-3.

Tabela 5-3: Propriedades normativas na classe G

Composição química	Propriedades físicas
Loss on ignition $\leq 3,0\%$	Free fluid content $\leq 5,9\%$
Insoluble residue $\leq 0,75\%$	Compressive strength Atmospheric pressure:
Magnesium oxide (MgO) $\leq 6,0\%$	- 8h, 38°C $\geq 2,1$ Mpa
Sulfur trioxide (SO ₃) $\leq 3,0\%$	- 8h, 60°C $\geq 10,3$ Mpa
Tricalcium silicate (C ₃ S) $\geq 48\%$ and $\leq 65\%$	Thickening time (schedule N° 5) ≥ 90 and ≥ 120 min
Tricalcium aluminate (C ₃ A) $\leq 3\%$	Max consistency (15 to 30 min) $\leq 30,0$ Bc
Tetracalcium aluminoferrite plus twice tricalcium aluminate (C ₄ AF + 2*C ₃ A) $\leq 24\%$	
total alkali content expressed as sodium oxide (Na ₂ O equivalent) $\leq 0,75\%$	

5.2.5.1 Propriedades da pasta de cimento

Temperatura

A temperatura do poço influencia grande parte das propriedades químicas da pasta de cimento, (figura 5-12) tais como: tempo de espessamento (*thickening time*) pela velocidade da desidratação, resistência à compressão (*Compressive strength*).

Por isso, durante a bombagem da pasta de cimento ao poço são estabelecidos parâmetros de vazão, que permitem diminuir o efeito negativo quer ao aumento considerável de temperatura, quer da grande variação térmica entre o *drillpipe* e o *annulus*. A figura abaixo mostra o exemplo de perfil de temperatura em função do caudal de bombagem da pasta de cimento (*Dowell*). Quanto mais baixo for o caudal de pasta de cimento bombeado, maior é a variação de temperatura entre o *drillpipe* e *annulus* e vice-versa. Atendendo esse parâmetro temperatura, as práticas do campo recomendam ao uso de máximo caudal possível e suportável pela formação.

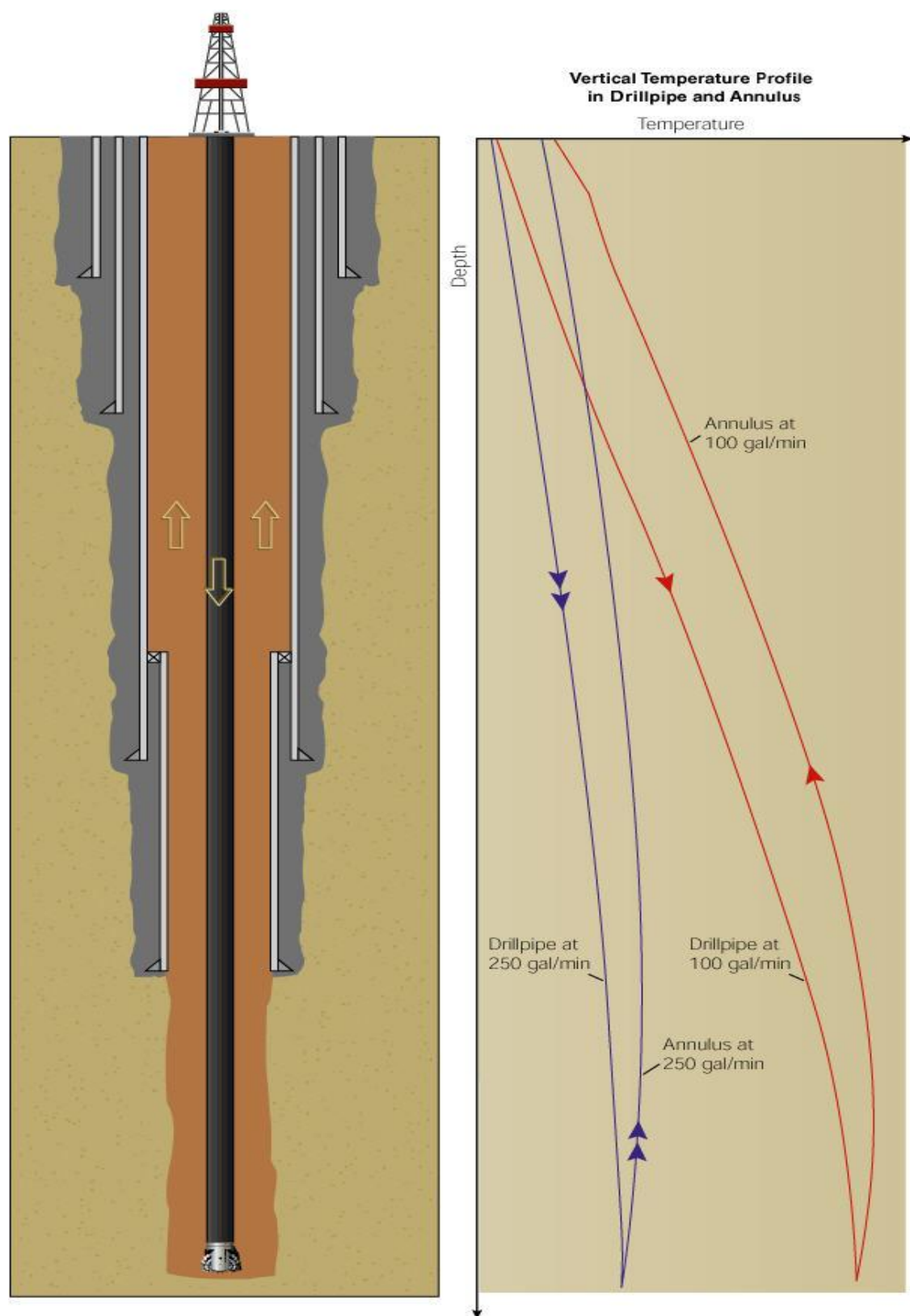


Figura 5-12: influência do caudal na transmissão de calor à pasta de cimento. (Fonte: Dowell)

Para as operações de cimentação, os dois tipos de temperaturas: *bottom hole static temperature (BHST)* e *bottom hole circulating temperature (BHCT)* são de extrema importância.

A temperatura estática do poço é medida através da diagrafia do poço ou *logging* que é corrido horas posteriores a circulação do poço. Este tipo de temperatura tem uma relevância na análise à estabilidade cimento bem como à da resistência a compressão (*Dowell-Schlumberger*).

Ao passo que a temperatura de circulação (*BHCT*) pode ser obtida por meio de cálculo gráfico da (*API spec 10*), ou por medição direta através de sensores, durante a perfuração ou circulação.

A partir dessa temperatura (*BHCT*) é calculado o tempo, necessário de bombagem da pasta de cimento ao poço. Contudo, é comum a regra prática da qual, a temperatura estática à profundidade do topo de cimento não deve ser inferior à do (*BHCT*) da qual é usada para arquitetura da pasta.

Thickening time (tempo de consistência)

É uma das propriedades mais importantes da qual mede o tempo necessário em que a pasta de cimento se mantém bombeável. A *API Specification 10* regula aos procedimentos de testes e estipula o tempo necessário, para uma pasta de cimento atingir a consistência em unidades **Bearden (Bc)** de 100 Bc . No campo é considerado o limite de bombagem quando a consistência atingir aos 70 Bc.

No laboratório, a evolução da consistência de uma pasta de cimento é qualitativamente avaliada através da carta do consistómetro, indicando o intervalo de tempo entre a consistência dos 40Bc e 70 Bc, que se recomenda ser inferior ou igual a 1hora.

Fluid loss

Para uma boa pasta de cimento deve ter um controlo de desidratação. Isto é, conseguido por combinação de aditivos químicos, que proporcionam o equilíbrio do filtrado, que se

evade para formações. O *American Petroleum Institute* estabelece alguns limites de perdas de fluido apresentados na tabela 5-4.

Tabela 5-4: Perdas de fluido recomendadas pelo API

Recomendações do American Petroleum Institute-API	
Tubagem ou Zonas	Limite máximo de fluido/ 30 minutos
Casing	<100 ml
Liner	<50 ml
Zonas de gás	<15 ml

Fonte:Engineering Aspects, Dowell-Schlumberger pag 9-8

Densidade

a) extenders

Durante a perfuração, em muitos casos são detetadas zonas sensíveis de formações rochosas das quais, o (*ECD*) deve ser minimizado.

Para a cimentação, há pasta de cimento ou *cement slurry* de altas densidades que pode não ser apropriado. Para isso, são usadas técnicas através de aplicações de *extenders* sendo as mais comuns (argilas), pela sua capacidade de hidratação, desenvolvem viscosidade adequada para suspensão de sólidos, o que permite adicionar à pasta de cimento mais quantidade de água, pela baixa gravidade específica de água *specific gravity* (sg 1.0), diminui-se assim a densidade da pasta de cimento.

As argilas usadas para o efeito são as do tipo *bentonite* sem aditivos (*API Bentonite* ou *API Gel*) adicionados sob percentagem do peso de cimento em pó.

Este tipo de pasta é mais aplicada em forma de *cement lead* para preencher o espaço anular entre *casing* - *casing*, ou em zonas onde não há tanta necessidade de pasta de alta resistência à compressão, pois a *bentonite* aumenta a permeabilidade à pasta de cimento, e diminui a resistência ao ataque de sulfatos (*William Lyons*)

b) Micro esferas ou Nitrogénio

Todavia, a qualidade da pasta de cimento com a aplicação de *extenders* (extensores) em termos de isolamento não é propício em zonas de reservatório. Assim, são usados com o propósito de diminuir a *equivalent circulating density ECD*, pastas de cimento a base de micro esferas de cerâmica e de outros materiais, apresentando níveis de resistência à compressão equivalentes aos de pasta de cimento convencional, mas com baixa densidade.

O nitrogénio é uma alternativa, pela gravidade específica muito baixa é aplicada em zonas sensíveis, onde requer baixos (*ECD*), com performance equivalentes aos da pasta de cimento convencional.

5.2.6 Classificação de *casing*

A arquitetura do furo de acordo as zonas atravessar pode ser composta por: condutor *casing*, *surface casing*, *intermediate casing*, *production casing* ou *liner*.

Conductor casing: serve para prevenir o desmoronamento das formações superficiais (Cave-in). Normalmente, essa secção dependendo da fragilidade da formação rochosa pode atingir entre 7 m -20 m.

O assentamento do *Conductor casing* pode ser feito quer por percussão hidráulica (*hammering*) sem necessidade de cimentação, quer por jetting com brocas de abertura de furo para posterior cimentação.

Surface casing: Aplica-se para proteger o furo da contaminação de lençóis de água subterrâneos.

A segurança da secção seguinte durante a perfuração é uma prioridade uma vez, que a pressão hidrostática das formações rochosas aumenta com a profundidade, há uma necessidade de instalação de dispositivos de segurança tal como *Blow Out Preventer (BOP)*, que assegura a prevenção mecânica das possíveis erupções do poço.

Intermediate casing: serve para isolar as zonas com formações débeis (*troublesome zone*). Essa é geralmente a secção do *casing* mais extensa, por isso cobre as zonas típicas de perdas

de circulação de fluido de perfuração ou influxos. Nesse caso, o assentamento do *casing* intermédio implica a instalação de um adaptador ao *casing head* para o ajuste, tecnicamente denominado de *nipple up* do *blow out preventer, BOP*.

Production casing: protege as zonas de produção. Tal como na seção anterior, o *BOP* é adaptado ao tamanho do *casing* de produção para prevenção mecânica do poço.

Liner: é um tipo de *casing* de produção que é ancorado através de *hunger no casing* intermédio, a grande profundidade. A particularidade desse *casing* é, não atingir a superfície como os outros. Este tipo de *casing* por vezes é aplicado, em zonas de produção, quando há seção do *open hole* curto. Por ter poucas juntas é geralmente, uma opção de poupança económica.

Como se observa na figura 5-13, o *drilling fluid* ou fluido de perfuração é usado como fluido de deslocamento em muitos casos quando: há plano para continuação de perfuração, em final do poço antes de limpeza para a completação do poço, ou por razões meramente de equilíbrio hidráulico.

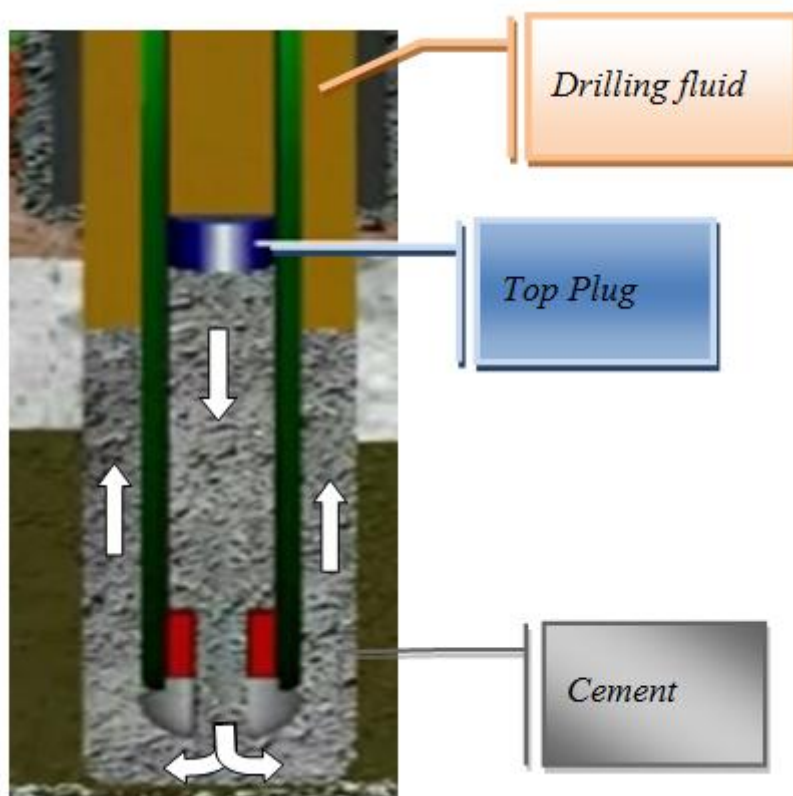


Figura 5-13: Fase final de cimentação. (Fonte: Schlumberger)

Pressure test

Terminada a operação de bombagem segue-se o período de teste dependendo de operadoras e o tipo de secção a seguir, porquanto há aquelas em que esperam a secagem do cimento para testar o *casing*.

A continuação de perfuração para secção seguinte obedece um tempo de espera do cimento ou *wait on cement (WOC)* que depende da resistência à compressão evidenciada, cuja mínima recomendada é de 500 psi para recomençar a perfuração (*Dowell-Schlumberger*)

5.2.6.1 Elementos de controlo de poço

Na construção de poço hidrocarbonetos existem duas formas de controlo de um poço: por fluidos circulantes (*drilling and completion fluids*) e por equipamentos de controlo (*blow out preventer*), *BOP* ou outro conjunto de válvulas.

O primeiro elemento de controlo de poço é o fluido de perfuração ou completação. Os equipamentos de controlo são considerados preventivos ou seja são acionados, quando a primeira linha de controlo (fluidos de perfuração) falhar.

5.3 FRATURAÇÃO HIDRÁULICA

O *shale gas* é extraído por combinação entre os métodos de perfuração horizontal e a fraturação. Após a fase de perfuração do poço, (*drilling fase*) à extensão do reservatório pode ou não ser instalado revestimento de produção (*production casing*). No caso de conter revestimento de produção essa extensão do reservatório é designado por *cased hole*, caso contrário é designado por *open hole*.

Nos reservatórios com *casing* de produção ou *cased hole*, a fraturação ocorre após furar o *casing* por meio de explosivos instalados nas seções de interesse à produção.

Havendo processo de fraturação no *open hole*, pode ocorrer por diversos métodos desde mecânicos, hidráulicos e elétricos. Neste trabalho far-se-á apenas referência ao método de fraturação hidráulica.

Na fraturação hidráulica o aparelho de perfuração, ou sonda depois de descer a coluna de retentores (*packer*) dispostos em série, para isolar as zonas desejadas do reservatório, pode desmobilizar a sonda (*Rig down*) para instalar todos os equipamentos necessários para a fase de fraturação.

Terminada a instalação para a fraturação (*Rig up*), há bombas de alta pressão ligadas ao *manifold* dos vários tanques, ou reservatórios de fluido de fraturação bombeado na sequência da mistura a injetar.

O processo de injeção envolve equipamento de alta pressão, que pode atingir aos **15 000 psi ou 1 034 bar** e o caudal de **265 litros/minuto**. O fluido é composto por uma mistura de água, em 90% por volume, areia na ordem de 9.5% por volume e químicos na ordem de 0.5% por volume. A areia injetada é previamente selecionada com objetivo de manter abertas as fissuras rasgadas ao reservatório para facilitar o escoamento do fluido do reservatório para o poço.

A largura das fissuras criadas pode variar entre os **2 mm** aos **2 cm**. A quantidade de água injetada é muito grande. Pode atingir os **10 000 m³** em média por poço, dependendo da profundidade e extensão do reservatório fraturado.

O espaçamento das zonas de fraturação depende da escolha feita por meio da análise profunda da informação de *logging*, que mostram as melhores zonas a fraturar do reservatório. Com a tecnologia atual pode ser fraturada mais que uma zona em simultâneo, através dispositivos de fraturação múltipla o que poupa tempo das operações, com a influência positiva no orçamento final do projeto. Essa tecnologia usa uma combinação em série de retentores (*packer*) que ao longo do reservatório são colocados entre os troços a fraturar. O controlo de fecho de *packer* é feito de diversas formas dependendo do modelo, desde assentamento por bolas, expansíveis (*swell packer*) ou até assentamento por rotação da coluna de perfuração (*drill string*) contando o número de voltas necessárias para o efeito.

Na figura 5-14 representa o sistema por bolas, ao ser lançada e atingir à zona de assentamento do *packer* aumenta a pressão, que ajuda o mecanismo do *packer* a isolar parte do furo, *welbore*. Nessa fase são lançadas bolas de acordo com o tamanho as mais pequenas correspondem aos *packers* instalados ao fundo do furo ou a jusante; enquanto, que as maiores para os *packers* instalados a montante. Com o lançamento da primeira bola, ao assentar sobre o *packer* aumenta a pressão e ao atingir cerca de **5 200psi, ou 359bar** abre a ranhura (*sliding sleeve*) do qual é desviado o fluido comprimido, para o troço do furo do reservatório em alta pressão, fraturando. Dessa forma, é repetido o processo até a conclusão dos troços programados.

Recorde-se, que a fraturação da formação ocorre, quando a pressão do fluido injetado supera a pressão confinante (pressão hidrostática + pressão litostática)

Contudo, no decurso da perfuração a pressão do fluido é mantida, acima da pressão de poro e confinante abaixo da pressão de fratura, com objetivo de evitar a danificação do reservatório através de invasão de fluidos de perfuração, que pode diminuir a permeabilidade da formação.

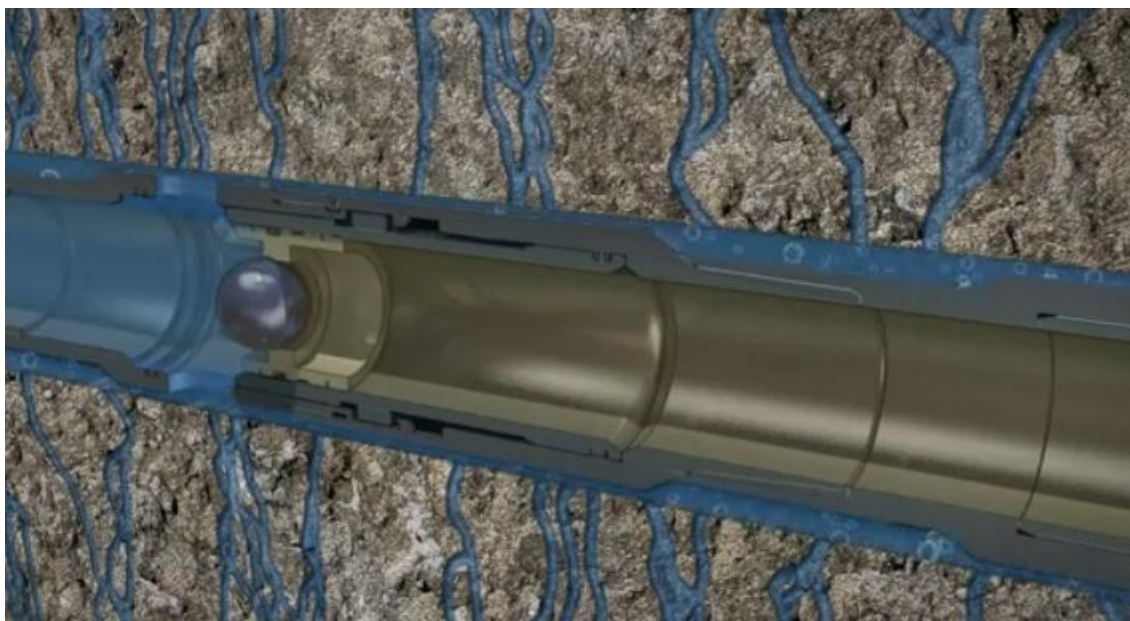


Figura 5-14: Fraturação hidráulica. (Fonte: Schlumberger)

5.3.1 Controle sísmico da fraturação hidráulica

Por razões de segurança e de eficácia de estimulação do reservatório é feito o registo de intensidade de injeção de fluidos, através de um furo próximo, dentro do quadro de desenvolvimento do campo e para detenção de microssismos, causados ao decorrer da fracturação do primeiro furo. Todavia, a perfuração multilateral facilita esse processo, para evitar furos auxiliares. Nesse segundo furo são instalados geofones, que enviam o sinal da detenção de ondas acústicas propagadas no reservatório em tempo real. Desta forma, consegue-se regular a pressão adequada, para atingir ao ponto mais longe possível do reservatório, no sentido de ter a possibilidade em maximizar a produção e garantir a segurança dos lençóis de água e aquíferos.

5.3.2 Composição química da mistura de fraturação

A solução química serve para estimular, a migração de fluidos retidos nos poros intersticiais da formação, para a complexa ramificação artificial criada para a sua extração. Como cada poço exige uma solução particular, para tal, a tabela 5-5 representa a composição típica da solução injetada em processo de fraturação.

O ácido clorídrico diluído inicialmente em 15% do volume, até ao final da bombagem da fraturação, essa percentagem pode baixar para cerca de 0.1% dependendo da quantidade do fluido injetado. Por outro lado, a força do ácido pode diminuir por ação química no contato direto com as formações, nomeadamente em presença de carbonatos.

Tabela 5-5: Composição química do fluido de fraturação hidráulica

Tipos de aditivos	Nome químico	Função principal	Outras aplicações
15% Ácido	Ácido clorídrico ou muriático	Ajuda dissolver alguns minerais para melhorar a permeabilidade das formações rochosas	Limpeza de piscinas
Biocida	Glutaraldeído	Elimina bactérias na água que podem criar substâncias corrosivas.	Desinfetante de diversos ambiente.
Polímero	Guar gum	Espessante de água para suspensão de areia	Espessante em produtos cosméticos, pastas dentífricas.
Agente estabilizador	Cloreto de potássio	Estabiliza a expansão das argilas	
Glicol	Etilenoglicol	Anticongelante	Também aplicado em solventes na indústria de tintas e de plásticos.
Ácido fórmico	Ácido fórmico	Prevenção à corrosão da tubagem	Na indústria de plásticos.

Continuação			
Tipos de aditivos	Nome químico	Função principal	Outras aplicações
Crosslinker	Tetraborato de sódio	Mantém a viscosidade do fluido com aumento de temperatura	Detergentes de limpeza.
Braker	Óxido de magnésio	Reduz a viscosidade do fluido para liberar a areia nas fraturas criadas.	Também usado na coloração de cabelos.
Scale inhibitor	Co-polímero de acrilamida e acrilato de sódio	Previne depósitos calcários (incrustações) na tubagem	Produtos de limpeza.
Surfactante	Lauril Sulfato	Reduz a tensão superficial do fluido de fraturação facilitando a bombagem.	Também aplicado em detergentes, agroquímica (herbicidas e inseticidas).
Agente de controlo de pH	Hidróxido de sódio	Providencia ao controlo de pH	Aplicado em barras de sabão.
Ácido	Ácido acético	Previne a deposição de óxidos de metais pesados, (Ferro)	Também presente em aditivos alimentar, sumo de limão.

Fonte: fracfocus.org.

5.4 PRODUÇÃO

A baixa do preço de petróleo e seus derivados verificada desde meados de 2014 tem levado os investidores, para aplicação de técnicas e estratégias com vista à redução do custo de trabalho, na procura soluções para aumentar a produção e tornar mais eficiente a atividade de exploração de *shale gas*.

5.4.1 Estratégia de perfuração para eficiência na produção

Com objetivo de diminuir o tempo sem produção ou *Non productive time (NPT)* na figura 5-15 mostra que as empresas recorrem à estratégia de ***Pad drilling*** ou seja perfuração de um número considerável de poços a partir de uma única localização à superfície, o que diminui o desperdício de tempo na transferência de equipamentos de um local para outro (*Moving*), na construção de novos *well sites* com as respectivas acessibilidades.

Com a aplicação do *pad drilling* em vários dos maiores campos de produção de petróleo e gás nos EUA trouxe um contributo, na redução de custos de perfuração, que incentivou as operadoras a estabelecer esse modelo, como padrão importante, como mostra a figura abaixo. (*info.drillinginfo.com, 2014*). O tempo médio ao terminar um poço e começar outro ou seja de *Total Depth, TD* para o início do furo (*spud*) baixou de aproximadamente 24h para 8 horas (*XTO Energy, 2013*)

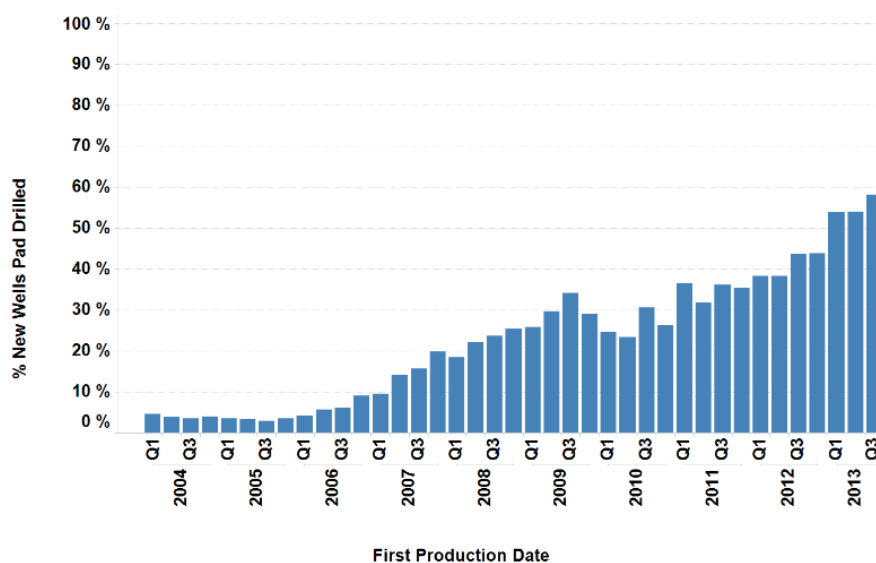


Figura 5-15: Novos poços através do *pad drilling*. (Fonte: *info.drillinginfo, 2014*)

Segundo o relatório do XTO Energy operador em *Barnett shale*, um conjunto de furos confinados ordenadamente num reduzido espaço de terreno (*pad drilling*) tem as seguintes características:

Tabela 5-6: características do *pad drilling*, *Barnett shale*, USA

Características de um <i>pad drilling</i>, <i>Barnett shale</i>, USA				
Nº de poços	Distância entre cabeça de poços (m)	Afastamento entre poços (m)	Área por <i>pad</i> (km ²)	Comprimento médio de extensão de lateral (m)
30	2.3 m	100 m	2,0 km ² (202 hectare)	2 134 m

Fonte: XTO Energy

5.4.2 Técnicas aplicadas para o crescimento da produção de gás nos EUA

Com objetivo de diminuir aos custos de produção e aumentar a produtividade, as empresas foram desenvolvendo cada vez técnicas de exploração com base em tecnologias inovadoras.

A figura 5-16 mostra, que a evolução tecnológica trouxe ao setor de produção de gás uma redução de custos ao projeto final. A técnica de poços horizontais ao cobrir mais área de reservatório revelou-se, como uma das mais eficientes trazendo, a possibilidade, de mais produção e baixando o preço no mercado de gás. Com a massificação dessa técnica foi possível explorar reservatórios, que de outra forma, não teria viabilidade económica.

A qualidade das brocas, os sistemas de fluidos de perfuração também desempenhou um papel importante, ao melhorar a razão de penetração da broca (*ROP*), que estimula a redução de custo diário das operações. No período pós perfuração do poço surge a fase de fraturação do reservatório (*payzone*), com a técnica, *múltiplo estágio*, determinante na produtividade do poço. Por meio dessa técnica, diminui a necessidade de intervenção no poço mantendo, a produção por longo período de tempo.

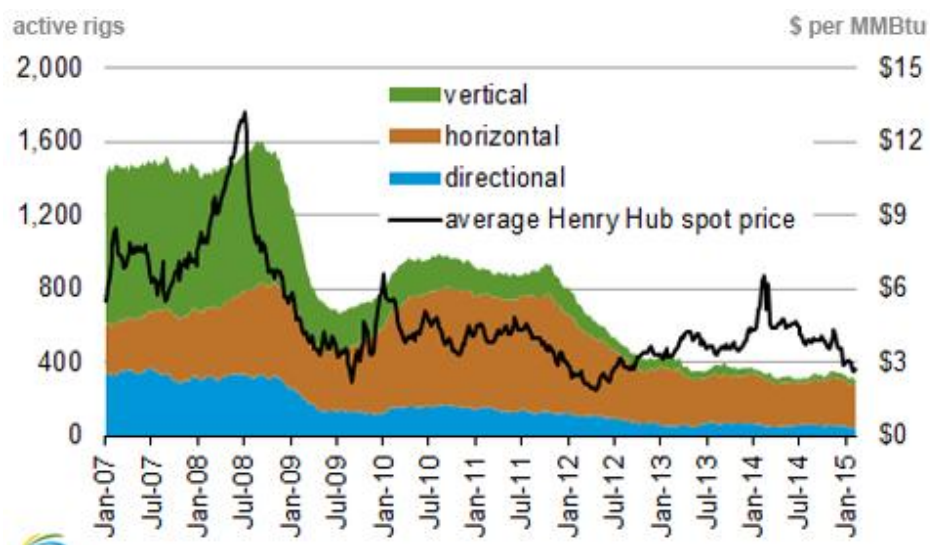


Figura 5-16: Técnicas que influenciaram o crescimento da produção de gás nos EUA. (Fonte: EIA2015)

5.4.3 Brocas, contribuição na aposta ao *shale gas*

O desenvolvimento de tecnologias de brocas em conjugação com o *bottom hole assembly* (*BHA*), no geral proporcionou às empresas, uma redução de custos, com a diminuição de número de *trip* ou subidas da bateria de perfuração (*Schlumberger Smith bit*).

Existem três tipos fundamentais de brocas: *Roller cone bit* representados na figura 5-17, *diamond and core bit*, *Polycrystalline diamond compact*, *PDC* (William Lyons, 1996).

Roller cone bit (Milled tooth; Tungsten insert carbide, TCI)

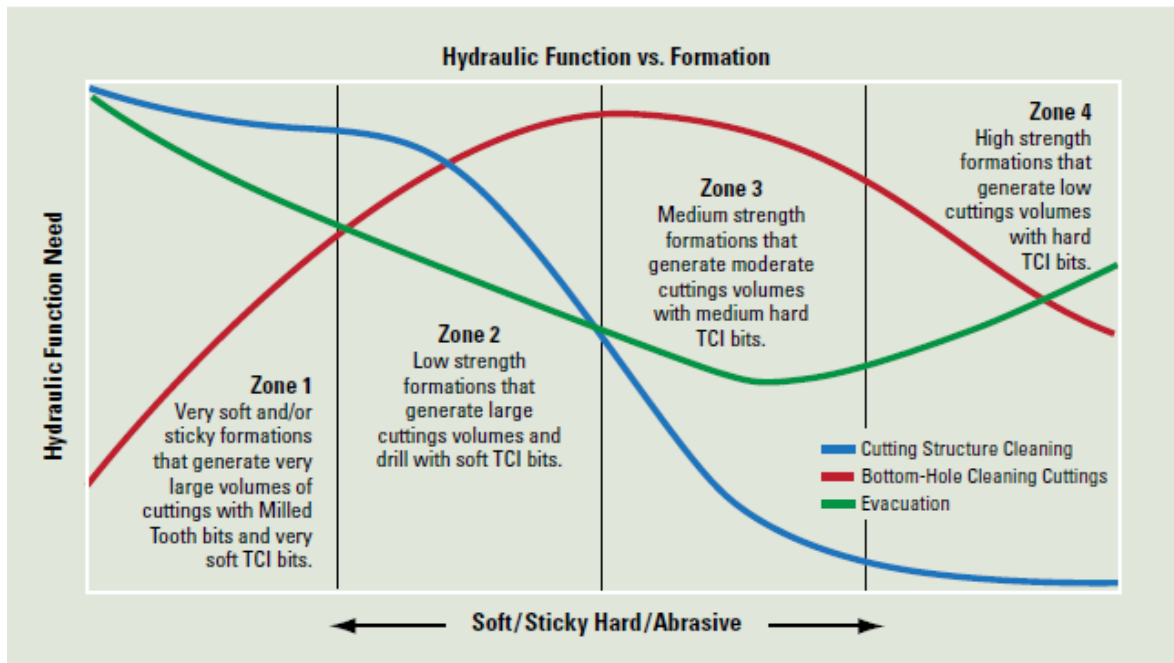
Por haver uma extensa aplicação de *Roller cone bit* em várias secções de poço, isto é, desde formações macias até formações muito duras devem, no entanto observar dentro da hidráulica, três funções principais: limpeza na estrutura de corte, limpeza no fundo do poço e evacuação de detritos ou *cuttings*.

O grupo do *roller cone bit* aplica a técnica de esmagar a formação por meio de dentes dos cones rolantes da broca.



Figura 5-17: Roller cone bit. (Fonte: *Smith bit catalog*)

Nesse contexto, os fabricantes mostram as características de hidráulica em função do tipo de formação a furar (*Figura 5-18*).



Legenda: TCI - *Tungsten carbide insert* (inserção de carboneto de tungstênio)

Figura 5-18: características hidráulicas por tipo de formação rochosa. (Fonte: *Smith bit catalog*)

Stingblade bit (marca da Smith bit)

O *stingblade* é uma versão de brocas PDC convencionais, já existentes na indústria de pesquisa e exploração de hidrocarbonetos há bastante tempo. O PDC em geral, bem como as versões inovadas são adequadas ao uso, em formações macias ou mediantemente duras, embora sejam aplicadas em todo tipo.

O custo do PDC bit convencional por profundidade em (pé) furado é muito alto, podendo atingir 5 vezes mais, se for comparado com as roller cone bit (*Halliburton white paper september, 2006 pag. 3*). Porém, a escolha ao tipo de broca depende da conjugação de variáveis como se descreve na equação abaixo.

$$\text{Custo por pé} = \frac{\text{Bit cost} + \text{Rig cost} (\text{Trip time} + \text{Drilling time})}{\text{footage drilled}} \quad (5-3)$$

Onde:

Custo por pé: valor monetário gasto por cada pé furado;

Footage drilled: metragem furado;

Bit cost: custo da broca;

Rig cost: custo de sonda diário;

Trip time: tempo de subida e descida;

Drilling time: tempo de perfuração;

O *PDC bit* inovado (*Stingblade bit* ou modelo equivalente de outras empresas) usa a técnica de corte da rocha, por meio de cuidadosa inserção de elementos de corte em regra de diamante sintético (*Figura 5-19*).

No entanto, como se observa na figura, a versão do PDC inovado contém em cada lâmina, duas linhas de diamantes impregnados. A primeira linha corresponde a linha de choque e tem geralmente os diamantes mais duros (diamantes negros) em relação à segunda linha (*William Lyons, 1996*).

As inovações recentes na estrutura do corpo da broca fazem-se com base em modelações de dinâmica de fluidos, na melhoria da resistência dos materiais componentes da broca, proporcionando uma maior durabilidade e maior razão de penetração ou *rate of penetration, ROP* em cerca de 46% comparada ao PDC convencional em média a nível mundial. (*Schlumberger, Smith bits conical stinger catalog, pag. 15*).



Figura 5-19: Stingblade bit, (esquerda), stinger element (direita) da figura; fonte - Schlumberger, Smith bit catalog

A diminuição da vibração em brocas inovadas representadas na figura 5-20 é outro aspecto notável contribuindo na redução, ao desgaste físico do material, fator essencial para sua longevidade.

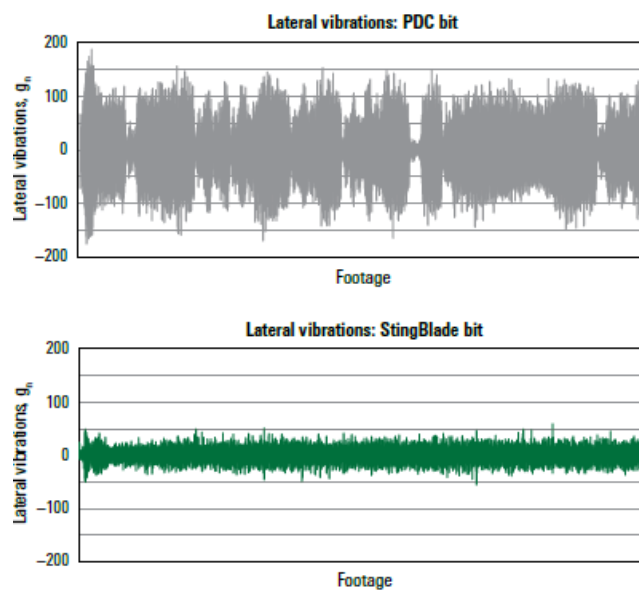


Figura 5-20: vibrações em PDC Vs stingblade bit. (Fonte :Smith stingblade)

5.4.4 Técnicas de perfuração extended reach drilling (ERD)

A perfuração atual, tornou-se mais eficiente, com a inclusão de equipamentos e técnicas que reduzem o tempo das operações, o que contribui para uma poupança financeira. Das técnicas, destacam-se: A aplicação de **perfuração multilateral** que permite a exploração de diferentes *layers*, ou formações geológicas com interesse mesmo distante da cabeça de perfuração.

5.4.4.1 Benefícios Ambientais

Esse processo é benéfico no ponto vista ambiental, ao diminuir o número de cabeças de poço a perfurar por quilómetro quadrado. Pode-se mencionar alguns exemplos, que minimizam o impacto ambiental da instalação de um aparelho de perfuração no mar, como representa a figura 5-21, utilizando técnicas de exploração, *extended reach drilling (ERD)*, como o caso da Rússia onde, a *ExxonMobil* através da subsidiária *Exxon Neftegaz Limited (ENL)* explora reservas de hidrocarbonetos marinhos, a partir da plataforma continental, atingindo cerca 12 km de comprimento lateral.

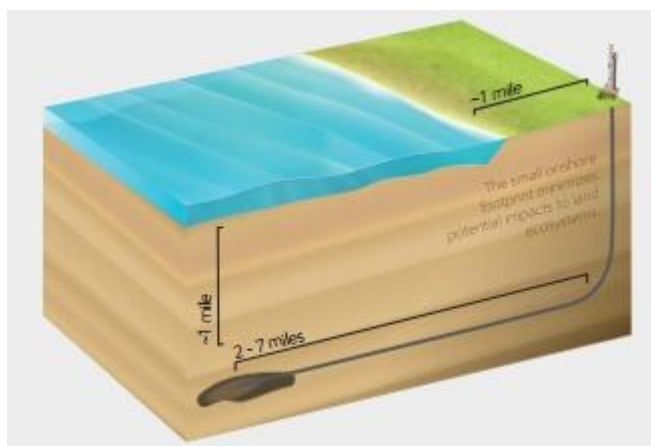


Figura 5-21:Técnicas de perfuração. (Fonte: exxonmobil, 2013)

Por outro lado, serve também, para desviar furos de inconvenientes quer geológicos: (*falhas, domos salinos*), quer urbanísticos (*localidades*).

O aumento da produtividade é outra das razões da sua aplicação, ao expor maior área de reservatório.

A implementação dessas técnicas de perfuração multilateral, representadas na figura 5-22 permitiu nos blocos de *shale gas* explorados nos EUA, uma maior eficiência permitindo manter as atividades mesmo com a flutuação de preços de derivados de *crude oil* em níveis baixo.

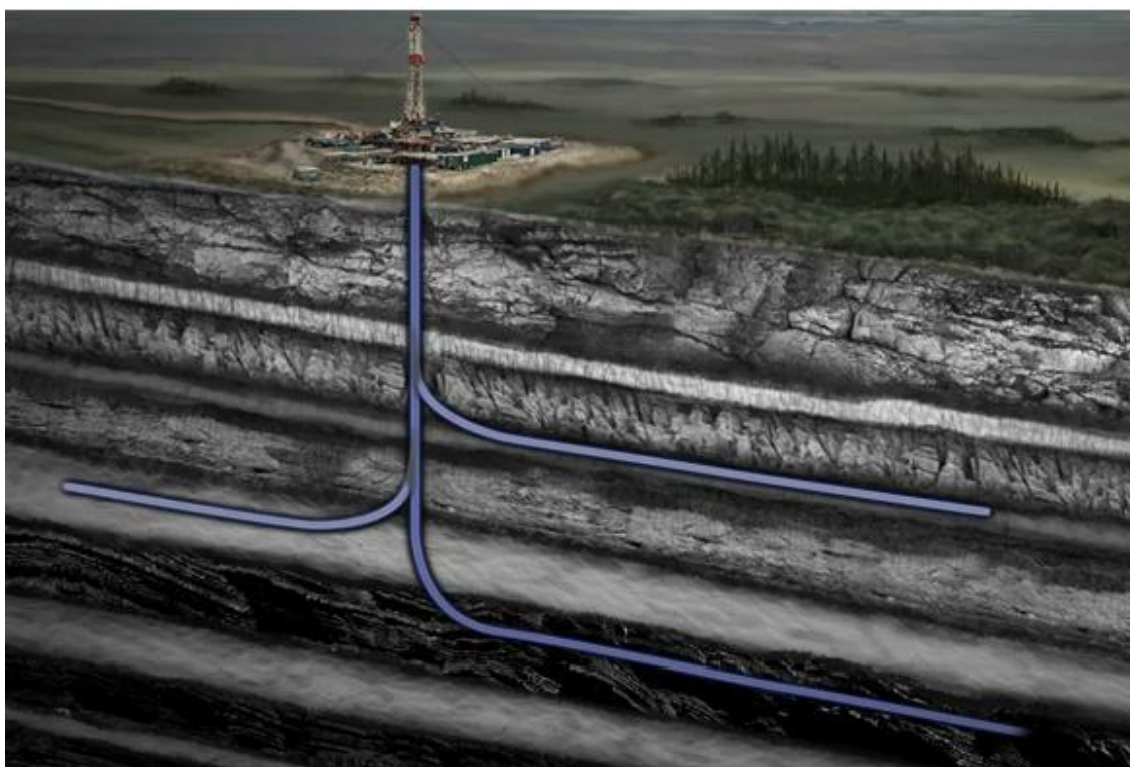


Figura 5-22: Perfuração Multilateral. (Fonte:Schlumberger)

Para além de proporcionar benefícios na produção, a implementação das referidas técnicas, também facilitam a revitalização do meio ambiente após a perfuração. A quantidade de

CO₂ emitidos na atmosfera reduz-se consideravelmente com o mínimo número de aparelhos em atividade.

Economicamente, o desvio lateral proporciona uma poupança de tempo e dinheiro. Com aproveitamento da fase inicial do poço, facilmente se estende o furo por meio de equipamentos auxiliares como a cunha (*whipstock*), ou uso de bujões de cimento (*cement plugs*) e mais métodos. O desvio é cuidadosamente feito por manipulação da coluna de perfuração conferindo a direção desejada, através do controlo de coordenadas, quer no plano horizontal (azimute), quer no vertical (inclinação).

5.4.5 Bacia de Marcellus - EUA

A partir de um histórico de 20 poços em diferentes campos, mas com condições de produção semelhantes numa bacia de *shale gas* de *Marcellus* - EUA foi possível projetar através da figura 5-23, uma média de produção de *shale gas* diário. Esses dados refletem o histórico entre 2010 -2013.

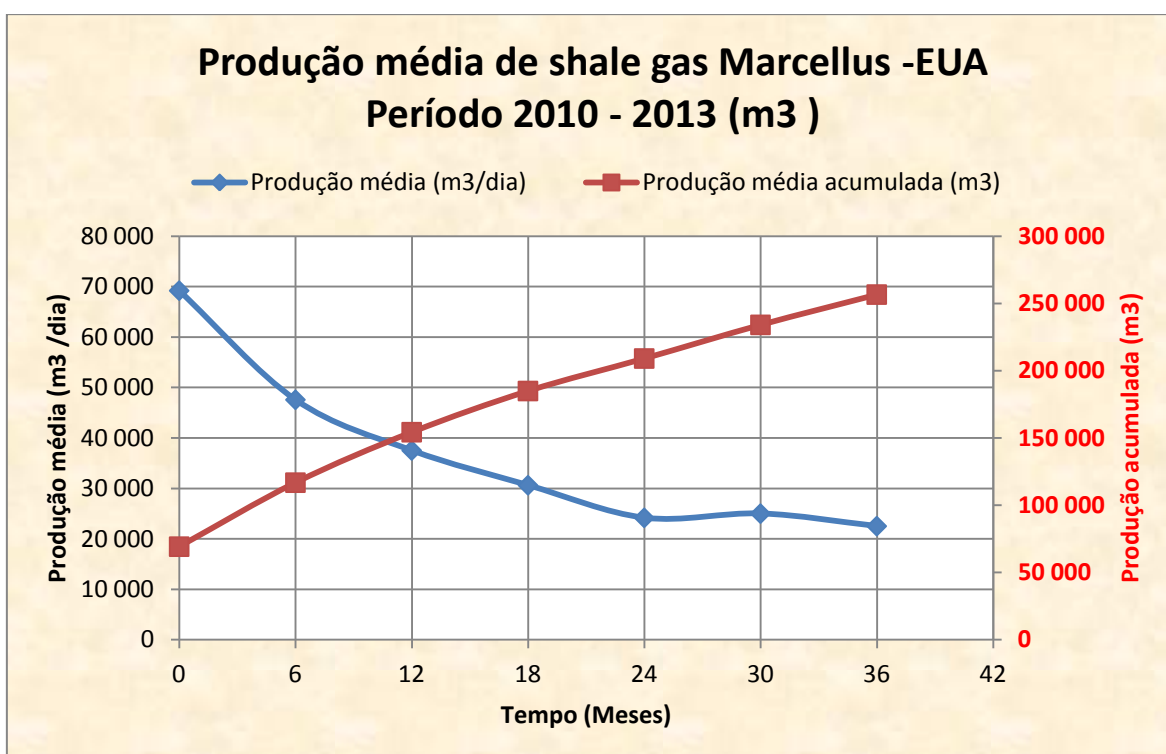


Figura 5-23: Perfil de produção de *shale gas* - Marcellus, EUA. (Fonte: Marcellus-production)

O gráfico da figura 5-23 com os poços de *Marcellus* mostra um perfil de produção, com a perda média de 46% no primeiro ano, 36% no segundo ano e de 7% no terceiro ano.

5.4.6 Perfil de produção média das principais bacias de *shale gas*

Por meio dos históricos de produção das maiores bacias de *shale gas* nos EUA foi possível, projetar através da figura 5-24 os respectivos gráficos, que mostram e estimam a evolução da produtividade ao longo do tempo de vida útil dos poços.

Por outro lado, a projeção de dados reais, visto o perfil hiperbólico e exponencial, que espelham permite uma projeção por modelação matemática, através da fórmula aplicada por **Jan Arps 1945** para estimar a produtividade de poços conhecendo alguns parâmetros abaixo da fórmula descritos.

$$Q(t) = \frac{Q_i}{(1+b*D_i*t)^{1/b}} \quad (5-4)$$

Onde:

$Q(t)$ – produção actual em função do tempo(t - dias)

Q_i - produção inicial

D_i - rácio de declínio (t^{-1})

b - coeficiente entre 0 e 1.

T - tempo de produção em dias

O *estimated ultimate recovery* (EUR) ao canto superior direito da figura mostra a produção cumulativa e que o índice de recuperação atinge ao máximo recuperável em 20 anos.

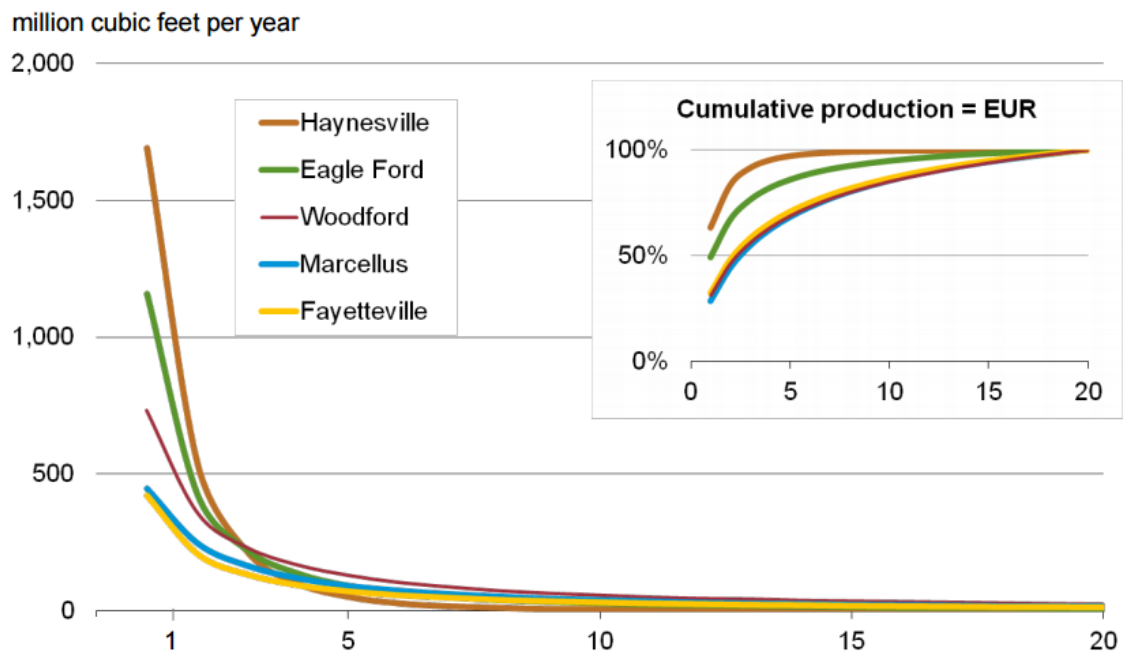


Figura 5-24: Evolução da produtividade das bacias de *shale gas*. (Fonte: eia.gov/2013)

5.4.6.1 Rendimento do *shale gas* ao longo prazo

Com análise da produção de *shale gas* desde 2010 à 2015, num dos poços de *Fayetteville*, permitiu elaborar o gráfico representado na figura 5-25, que mostra o limite para o qual, o *shale gas*, pode ser insustentável dado ao preço baixo no mercado de gás natural.

Nesse trabalho pressupõe-se que são constantes os custos de operação, tal como os da fiscalidade.

Os poços analisados em *Fayetteville* registam uma queda média como mostra o quadro de produtividade tabela 5-7.

Tabela 5-7: Ritmo de queda da produtividade em *shale gas*, poços Fayetteville

Queda de Produtividade de <i>shale gas</i> em Fayetteville				
Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
45%	30%	25%	15%	24%
Obs: Em quase 5 anos de atividade a produção já caiu cerca de:			81%	

Nota: Lembra-se aos leitores deste trabalho, que a produtividade do ano 5 da tabela 5-7 tem apenas 11 meses, pelo que, a percentagem foi obtida com registo de 11 e não 12 meses como os restantes.

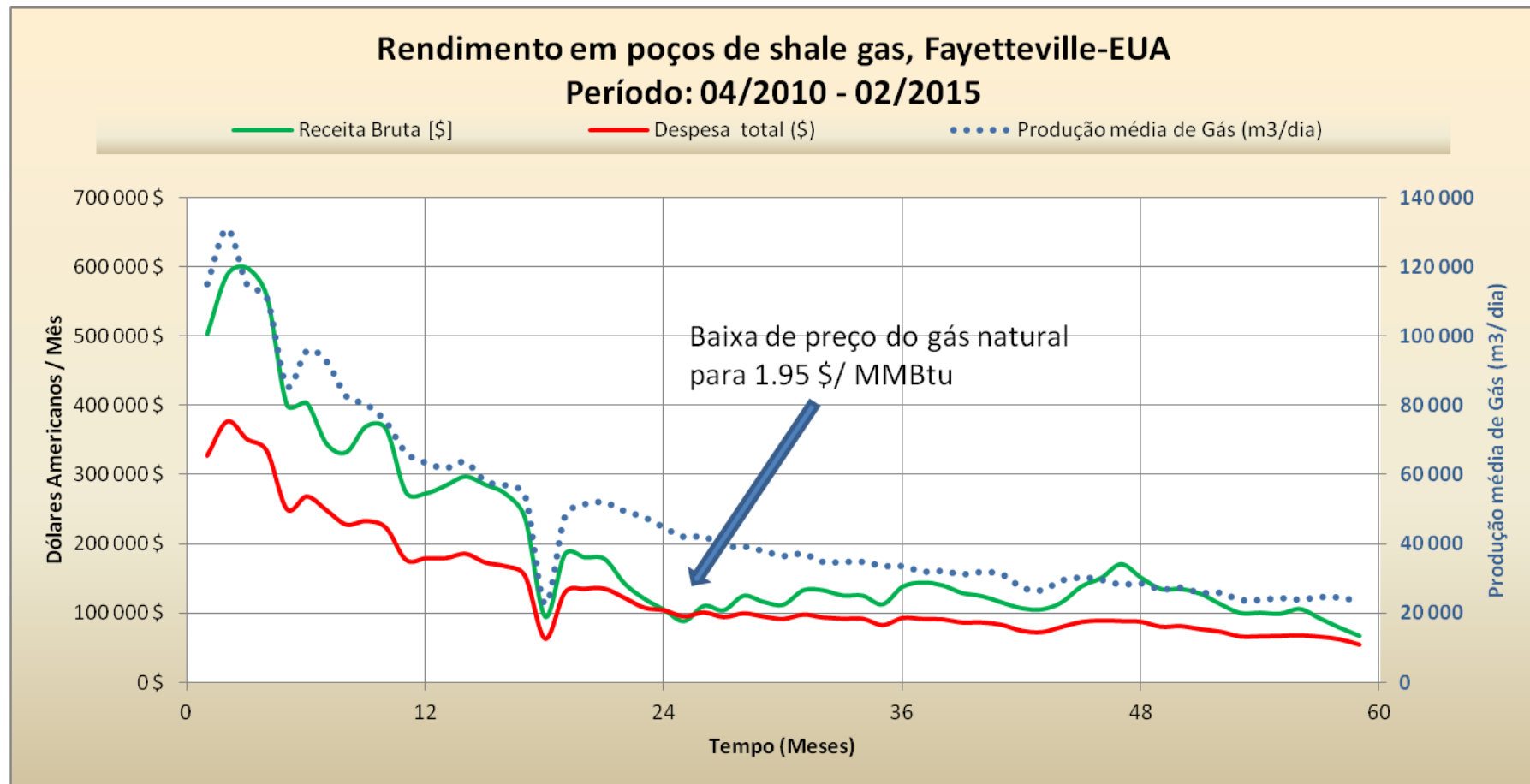


Figura 5-25: Declínio da produção do *shale gas*. (Fonte: Production & Well Data - Arkansas)

5.5 ANÁLISE E CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Na fase da concessão do projeto, aos investidores recomenda-se uma negociação, para limitar os impostos abaixo de 20% tendo como referência o modelo Americano.

Quanto aos custos operativos, estes podem baixar através da combinação de dois fatores: recursos humanos capacitados, com experiência comprovada e tecnologia, capaz de reduzir o tempo das operações, *rig time*.

Sustentabilidade ao longo prazo

Apesar do declínio que se nota na produtividade ser exponencial, porém não significa que o poço possa ser abandonado. Os trabalhos de intervenção para nova estimulação de poços feitos no *Eagle Ford*, Texas conseguiram superar a produção anterior, como mostra a figura abaixo.

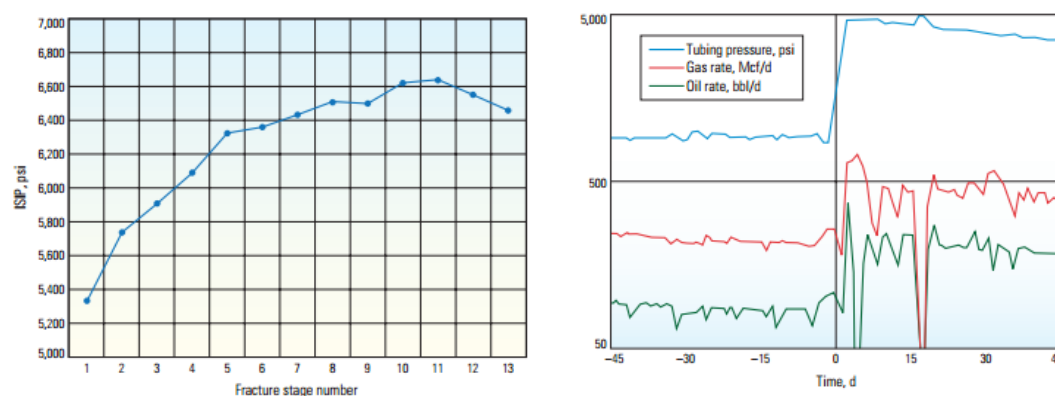


Figura 5-26: Produção após nova estimulação de poços. (Fonte: Schlumberger, 2014/2015)

Nas condições específicas do reservatório das quais *True vertical depth (TVD)* de 3700 m - 4100 m; gradiente de fratura de formação de 0.85 - 0.95 psi; *Bottom hole temperature (BHT)* de 150°C - 174°C; comprimento de lateral com 4000-6000 pés (1200m -1800m). a figura com gráfico à esquerda mostra, que a eficácia é máxima, ao número 10-11 estágios de fratura onde o *tubing* (tubagem para completação) atinge a pressão máxima.

No lado direito, a figura mostra a evolução da produção comparativa do antes e pós intervenção (nova estimulação) em 90 dias.

Os resultados de intervenção, aos poços de *shale gas* e *shale oil* são animadores, o que dá esperança de continuidade na atividade com otimismo, quanto a sustentabilidade dos poços de *shale gas* a longo termo (Schlumberger, 2015)

Desvantagens do shale gas

Apesar da evolução tecnológica em equipamentos de perfuração e produção, dar vantagens para a viabilidade económica do processo, há ainda constrangimentos de ordem logística, nomeadamente no que diz respeito ao elevado número de poços por km² característico neste tipo de projetos bem como à capacidade de abastecimento de alguns dos principais componentes intervenientes na fraturação hidráulica, tais como água doce e areia.

Se considerarmos que um camião cisterna transporta cerca de 30 m³ de água, para satisfazer a necessidade de um volume médio de injeção de 10 000 m³ de água, por poço, será necessário efetuar 333 viagens de abastecimento. Assim, para além da poluição sonora causada pelo camião, também podem ser sentidas outras consequências de saúde, devido as emissões de CO₂, NO_x à atmosfera e outras partículas tais como PM_{2.5} causadores de problemas respiratórios. De acordo com a *European Environment Agency (EEA)*, aos veículos pesados é atribuída a responsabilidade de quase 50 mil milhões de euros em custos de saúde a nível Europeu, pela poluição do ar.

A baixa porosidade e permeabilidade natural do *xisto* implica a utilização de uma combinação de métodos químicos, mecânicos e hidráulicos para melhorar, a capacidade de escoar o fluido do poço, o que levanta muita discussão em torno da segurança ambiental, em países Europeus.

6 PORTUGAL

6.1 DEPENDÊNCIA DE ENERGIA EM PORTUGAL

Portugal, de acordo (DGEG, INE) em termos de energia primária depende em mais de 70% contra os 53% da União Europeia, (EU) como representa o gráfico da figura 6-1. Isto é, coloca o país numa situação de vulnerabilidade da economia, inteiramente dependente da flutuabilidade dos preços no mercado mundial (Comissão Europeia, 2013). Segundo o cálculo do Eurostat a dependência em importação de energia primária depende de fatores:

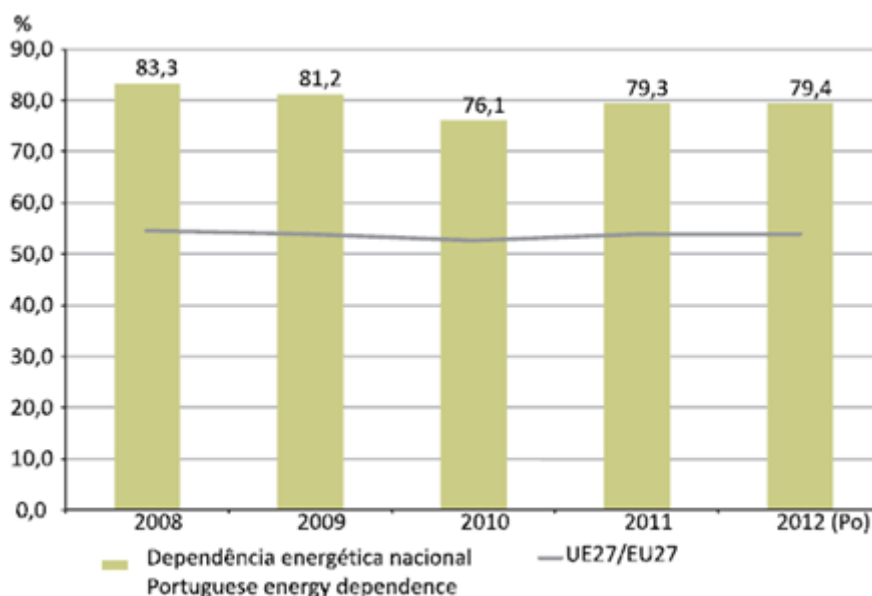


Figura 6-1: Dependência energética de Portugal. (Fonte: INE, DGEG)

$$\text{Dependência em importação (\%)} = \frac{M_j - X_j}{GIC_j - Bunk_j} \quad (6-1)$$

Onde:

X= export; M = Import; j= energy product; GIC = Gross Inland Consumption; Bunk = Consumption of International Bunkers.

O recurso à energia renovável tem contribuído para minimizar o nível da dependência, mas como se pode observar do gráfico de consumo petrolífero por setor em Portugal, os transportes, representam um peso muito grande. A tecnologia das energias renováveis como está na fase de maturação, o que pode levar algum tempo para aplicação prática. Por isso, para satisfazer objetivos económicos ou sociais de médio e longo prazo, os hidrocarbonetos fósseis menos poluentes como o caso do *shale gas*, pode ser solução viável para os transportes.

6.2 CONSUMO DE PETRÓLEO EM PORTUGAL POR SETOR

A indústria transformadora representada na figura 6-2 tem dado sinais positivos na redução de consumo de produtos derivados do petróleo nas suas unidades. As orientações Europeias para eficiência energética têm sido cumpridas, através da implementação no país de programas, para incentivos fiscais em curso no setor de energia. Todavia, o setor de transportes de que depende muitas pequenas e médias empresas (PME) a eficiência em consumo de combustível é ainda muito baixa. Com isso, criou-se um *plano Nacional de ação para eficiência energética com a resolução N°80/2008 do Conselho de Ministro*.

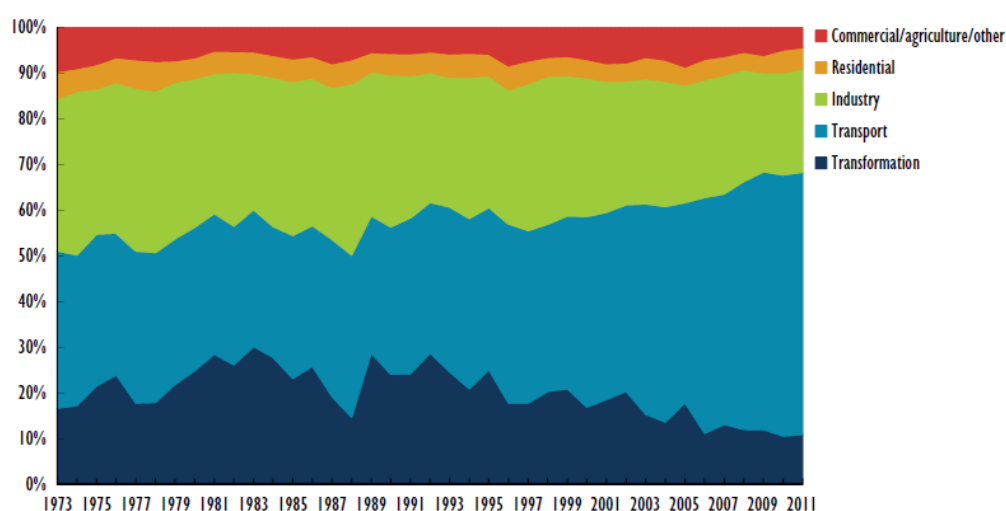


Figura 6-2: Consumo de petróleo por setor em Portugal. (Fonte:iea,2015)

6.3 DIVERSIFICAÇÃO DE IMPORTAÇÃO PORTUGUESA DE PETRÓLEO EM 2012

A figura 6-3 representa a diversificação de importação através de novos mercados como uma das soluções encontradas por Portugal, para garantir o aprovisionamento energético de forma sustentável, que desse modo aumentou, a perspetiva de estabilidade energética para o país contribuindo, para um planeamento mais adequado das empresas à economia.

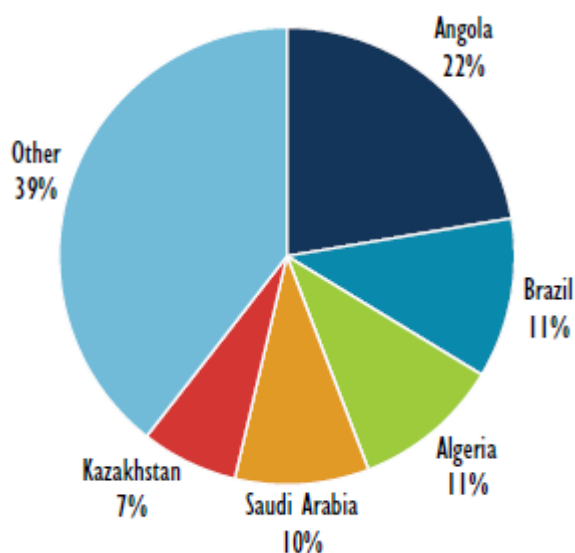


Figura 6-3: Diversificação de importação de petróleo para Portugal

6.4 HISTÓRIA DE PESQUISA SÍSMICA EM PORTUGAL

Desde 1955 que Portugal tem feito pesquisas sísmicas com vista a encontrar reservas de hidrocarbonetos com exploração economicamente viável. A figura 6-4 representa metragem de aquisição sísmica no país. A pesquisa sísmica teve dois períodos de grande intensidade de 1955 a 1975 e o segundo período com maior atividade destaca-se a década de 2000 superando em cerca de 145% da atividade registada entre 1955 a 1975.

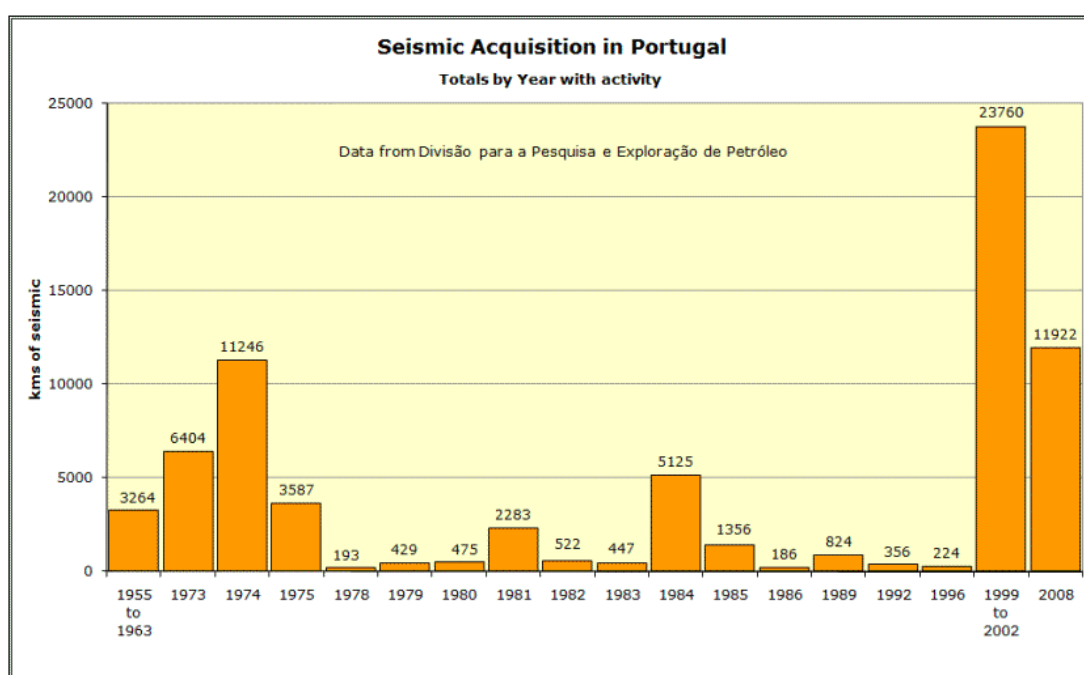


Figura 6-4: História de pesquisa sísmica em Portugal. (Fonte DGEG,2015)

A figura 6-5 é representativa do interesse mostrado por várias multinacionais que fizeram poços exploratórios em blocos no mar (*offshore*) e ou em blocos no terra (*onshore*). A exploração de acordo a figura observa-se que foi muito intensa entre os anos 1955 a 1990.

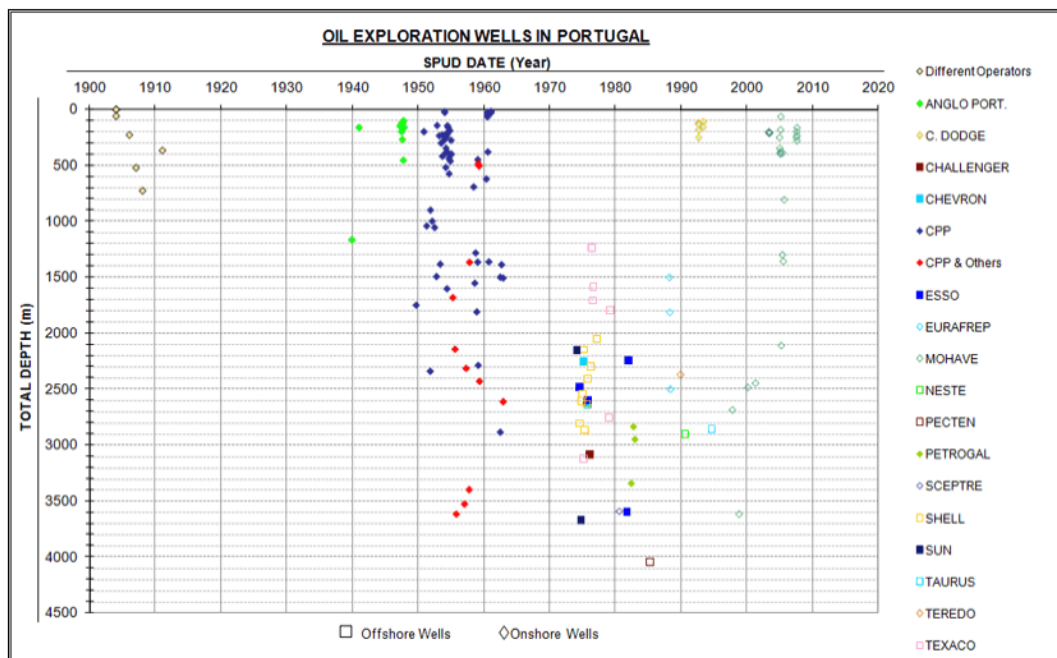


Figura 6-5: Mapa de exploração de hidrocarbonetos em Portugal. (Fonte DGEG,2015)

A evolução da tecnologia sísmica encoraja muitas empresas a continuar a pesquisa nos distintos blocos concessionados como mostra a figura 6-6. A história de pesquisa em hidrocarbonetos com a disposição de meios tecnológicos atuais mostra, que as estruturas antes avaliadas através de sísmica de uma dimensão (1D) ou duas dimensões (2D), os resultados podem não ser conclusivos, daí haver o interesse de uma reavaliação.

Atualmente, em locais como cidades ou outros com inconvenientes são aplicados sistemas de pesquisa por *aeromagnetic survey*.

6.4.1 Blocos concessionados

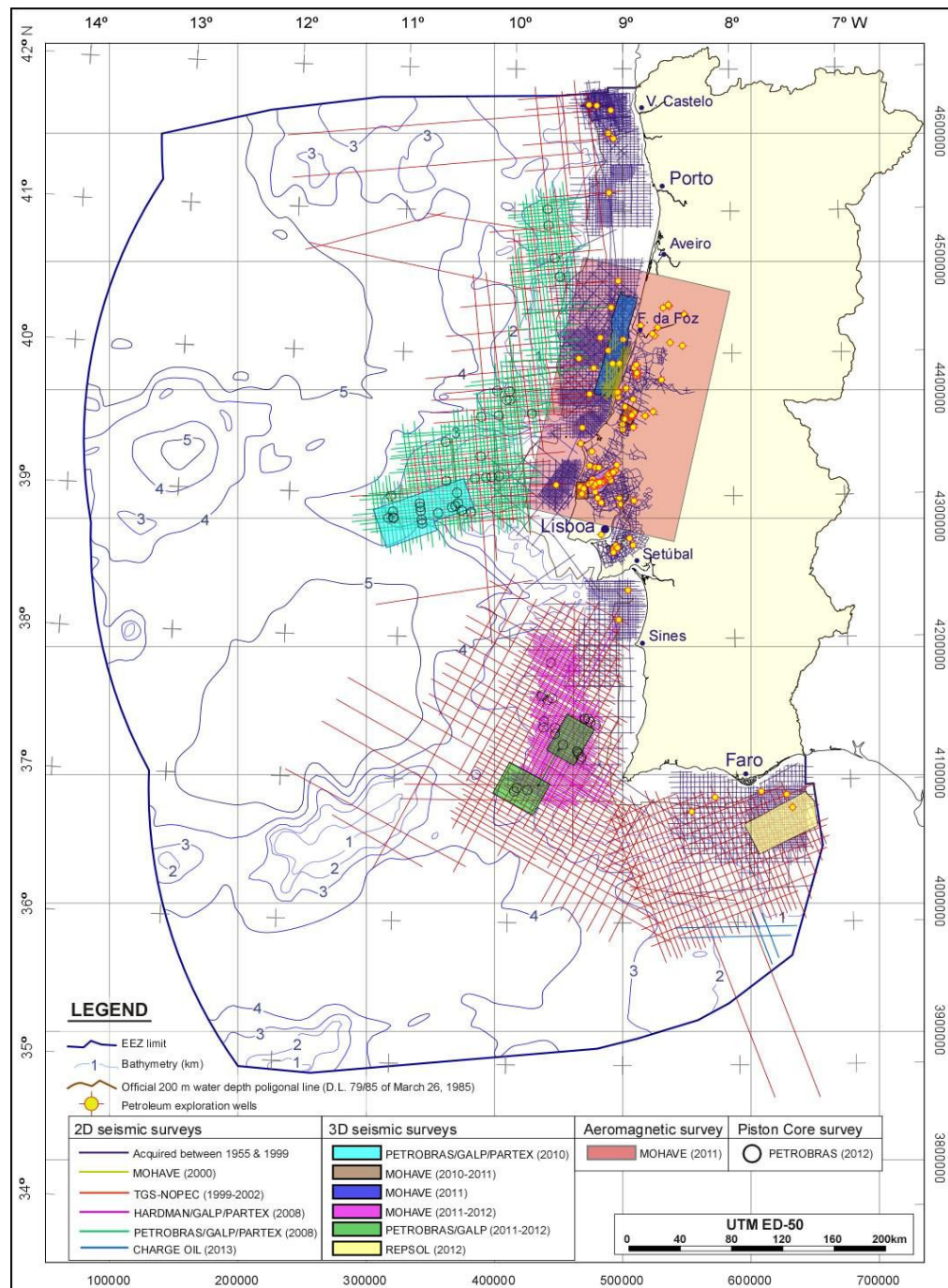


Figura 6-6: Blocos em pesquisa ou exploração de hidrocarbonetos em Portugal. (Fonte DGEG,2015)

6.4.1.1 Poço 14 A -1

Dos poços exploratórios feitos de norte a sul do país, muitos deram bons indícios de presença de hidrocarbonetos o que encorajou, muitas empresas apostarem no setor. Neste trabalho são apresentados apenas os cortes geológicos de dois poços **Moreia 1 e 14 A-1**. Esses poços revelaram boas amostras, chegando a produzir alguma quantidade de óleo, recolhida pelo sistema de drillstem test das sondas.

O poço **14 A-1** representado com o corte na figura 6-7 mostrou indícios de óleo em quase toda seção perfurada. Até à geologia pouco profunda, menos de 300 metros composta de arenitos argilosos (formação de Grés superiores) mostrou indícios de óleo moderado. As seções mais profundas de calcário revelaram igualmente presença de óleo moderado e com incremento quantitativo desse, entre as formações de *Coimbra e Brenha* chegando a ser recuperado cerca de *1.8 barris* de óleo, através do *drill stem test (DST)*. Nesse caso, o calcário dada a sua matriz mineralógica, pode ser um bom reservatório de óleo, apenas se é fraturado. Esse pode ser o caso registado nas formações de *Coimbra*, onde a partir desta verifica-se a variação de estrutura matricial entre *Coimbra e Brenha*.

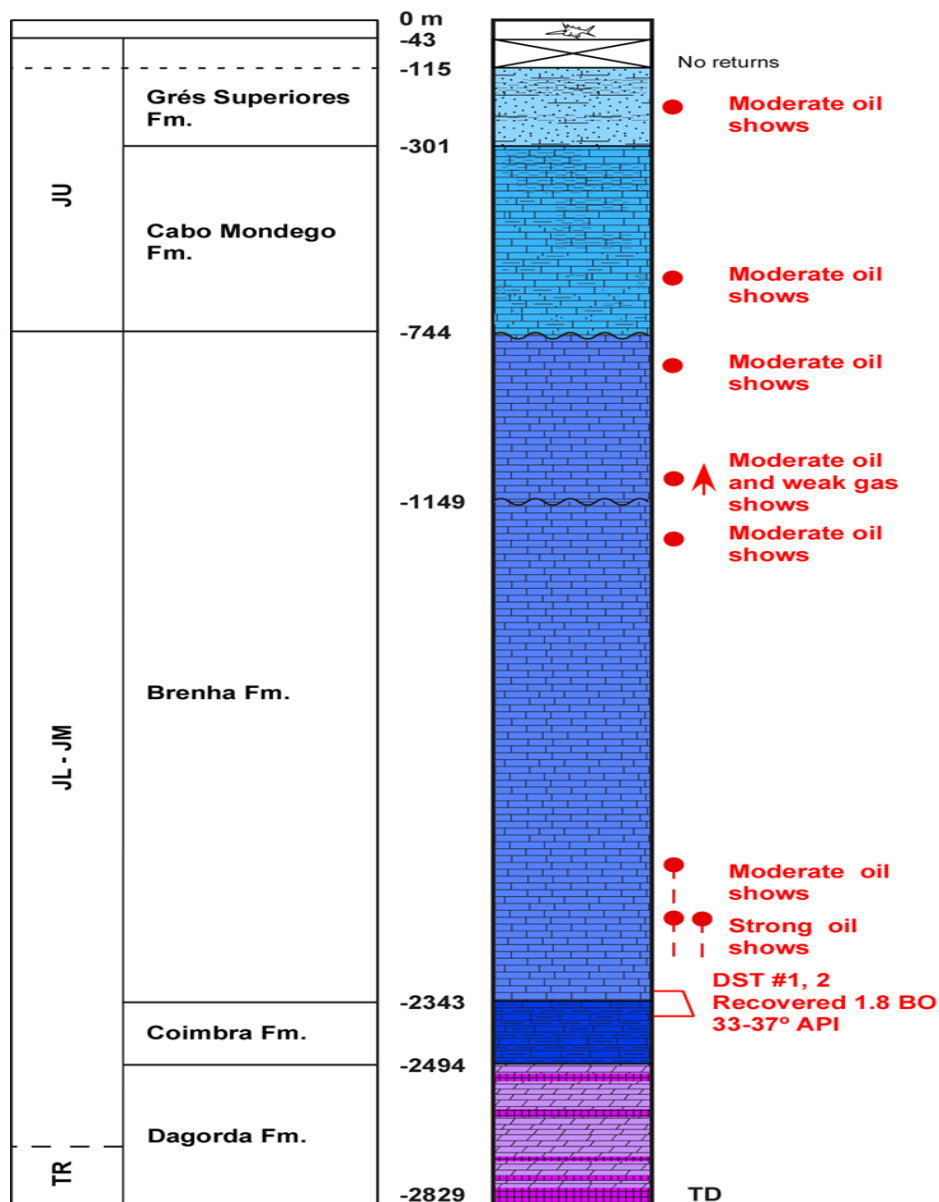


Figura 6-7: Perfil geológico do poço 14 A-1

Determinação do grau API de crude oil

O grau de qualidade de óleo é calculado mediante a fórmula do *American Petroleum Institute (API)*, (6-2) em que o rácio da densidade do óleo pela densidade da água se obtém, a gravidade específica aos 15.6°C ou 60°F de temperatura, que é aplicada na fórmula (petroleum.co.uk, 2015).

$$\text{API gravidade} = \left(\frac{141.5}{\text{gavidadeespecífica@temperatura15.6}^{\circ}\text{C}} \right) - 131.5 \quad (6-2)$$

O valor comercial do óleo é superior à medida, que aumenta o seu grau API. Quimicamente, o óleo cujo composto tem menos átomos de carbono na sua estrutura fornece o óleo leve.

6.4.1.2 Qualidade de óleo encontrado

A qualidade do óleo varia consoante o seu peso. Importa realçar que o tipo de óleo encontrado no poço (14 A-1) acima é de alta qualidade (leve) variando entre 33-37° API, o que a nível do mercado mundial é bastante procurado.

Para além disso, o conteúdo em sulfuretos é um dos outros parâmetros muito importantes na determinação da qualidade ou seja, quanto menor for a concentração de sulfuretos no *crude oil* (óleo bruto), melhor é o seu valor comercial. Normalmente, os sulfuretos com seu nível de toxicidade são controlados, em partes por milhão (ppm), mas no caso de índice de qualidade pode ser apresentado em percentagem (%). No caso do poço (14 A-1), não foi reportada qualquer presença de sulfuretos, o que reforça ao índice global de alta qualidade do óleo nele encontrado.

6.4.1.3 Poço Moreia1

O poço *Moreia 1* da figura 6-8 apresenta amostra de óleo nas formações de *Alcobaça* de arenito argiloso do Jurássico, obtendo-se pelo sistema (*drill stem test*) uma quantia pouco mais de *três barris de óleo*. Já nas formações mais recentes não revelaram qualquer vestígio. Entre as formações de *Coimbra e Brenha*, tal como no poço 14 A-1 mostraram presença de óleo.

O óleo da figura 6-8 pode considerar-se como sendo de qualidade média tendo 24.3°API e sem registo de sulfuretos, de acordo a tabela 3-5.

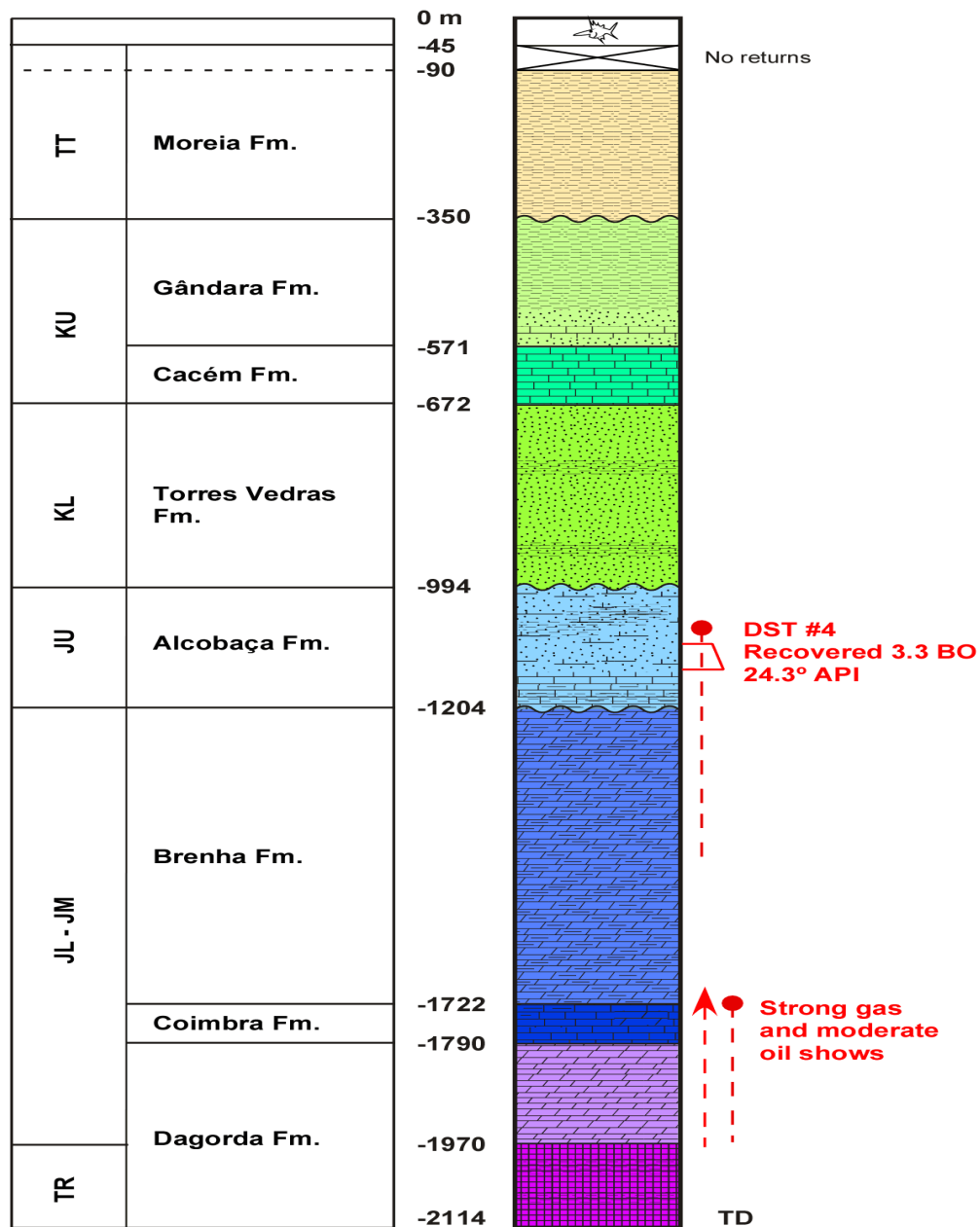


Figura 6-8: Perfil geológico do poço Moreia 1

Com base na geologia, dos poços (*Moreia 1 e 14 A-1*) de campos *offshore* disponibilizados pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) da sua análise constata-se, que se trata de poços de exploração convencionais, com produção não economicamente viável. Pelo facto, de haver presença de óleo supõem-se, que possa haver matéria orgânica, que após o processo de maturação não conseguiu migrar para outras estruturas.

Bacias sedimentares

Os novos dados de sísmica e de gravimetria adquiridos pela *TGS-NOPEC* (DGEG) permitiram delinear com mais precisão as diversas bacias petrolíferas em Portugal bem como o enquadramento das suas estruturas em dois sistemas petrolíferos, sistema ***Paleo - Mesozóico*** e sistema ***Meso - Cenozóico***.

Atualmente, em Portugal são reconhecidas 8 bacias sedimentares no sistema ***Meso - Cenozóico*** dos quais 3 são bacias interiores e 5 exteriores.

Bacias interiores - estão localizadas no interior da margem continental e com prolongamento ao *onshore*:

Bacia do Porto, Lusitânica e bacia do Algarve.

Bacias exteriores - localizam-se em *offshore* das águas profundas a Oeste e a Sul das bacias interiores que são:

Bacia Interior da Galiza, Peniche, Alentejo, Sagres, Golfo de Cadiz.

Armadilhas

Existem dois tipos fundamentais de armadilhas: estruturais (tectónicas) e estratigráficas. As empresas petrolíferas, na sua maioria direccionaram a suas pesquisas para armadilhas estruturais dado estas serem relativamente mais fáceis de identificar que as estratigráficas. Por isso, estima-se que cerca de 90% das pesquisas tiveram como objetivo explorar as armadilhas estruturais encontradas (DGEG, 2014).

6.5 POTENCIAL DE SHALE GAS EM PORTUGAL

O Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) tem desenvolvido trabalhos de, avaliação geológicas ao longo do tempo em, que revelam potencial em hidrocarbonetos, essencialmente na bacia Lusitânica e do Porto.

Segundo fonte do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) cita: “*indicam a sua existência nas unidades de idade Mesozóica da Bacia Lusitaniana, na região centro de Portugal. A formação com mais interesse é a **Brenha** presente nos concelhos do Bombarral, Cadaval e Alenquer do qual existem mais indícios de potencial*”. Para além das zonas referenciadas existem ainda outras, em várias regiões do país tais como a da região do Algarve em zona protegida.

É importante lembrar que na fase de pesquisa de hidrocarbonetos, para determinar o potencial de rocha mãe (Fernandes, Suárez-Ruiz et al., 2012) são considerados pelo menos três fatores fundamentais: volume em geração (*quantidade*), tipo de matéria orgânica (*qualidade*), capacidade de geração (*grau de maturação*).

6.5.1 Sondagem em Aljubarrota

A perfuração feita pela *Mohave oil & gas corporation* através de sondagem de poço Aljubarrota demonstrou um potencial de gás produzindo cerca de (350 Mcf/dia) nos reservatórios de carbonatos fraturados do jurássico, *Brenha* (DGEG, 2014). Com essa recente pesquisa reforça a confiança, que é possível encontrar acumulações de hidrocarbonetos em Portugal, em quantidades economicamente viáveis, pois as formações antes consideradas parte do soco Paleozóico são afinal, parte do conjunto importante de rochas geradoras e reservatórios de hidrocarbonetos, figura 6-9.

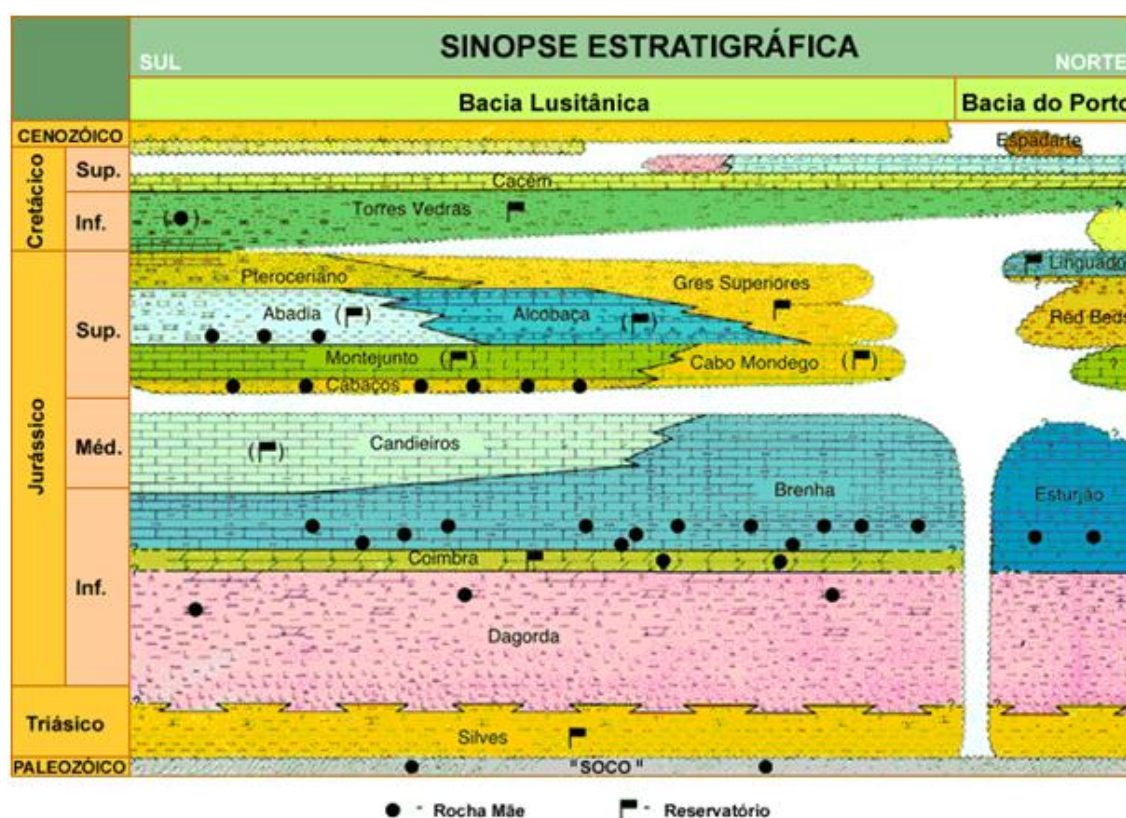


Figura 6-9: Bacia Lusitânica, potencialidades em hidrocarbonetos. (Fonte DGEG, 2014)

Por isso, surge a classificação de dois sistemas petrolíferos: Sistema petrolífero Paleo-Mesozoico e sistema petrolífero Meso-Cenozoico (DGEG, 2014).

6.5.1.1 Sistema petrolífero Paleo - Mesozóico:

Das análises feitas nas formações do Paleozóico a Mesozóico mostraram indicadores de matéria orgânica que se observa no quadro seguinte:

Bacias, Lusitânica e Porto (Sistema petrolífero Paleo - Mesozóico)				
Era geológica	Formações	Propriedades		Observações
Paleozóica - Mesozóica	Silúricas (Argilitos negros)	Maturidade térmica Ro (%)	0.7	Possibilidade geração de óleo .
		Carbono orgânico total - TOC (% wt)	0.5 - 4	Potencial de geração em hidrocarbonetos, razoável a bom .
	Carbónicas (sedimentos marinhos)	Maturidade térmica Ro (%)	1.5 - 3	Amostras no intervalo com possibilidade de gás húmido a seco ; algumas amostras sem potencialidade de gerar mais hidrocarbonetos, sobre maturação (<i>Tissot e Welte, 1984</i>).
		Carbono orgânico total - TOC (% wt)	0.5	Potencial de geração em hidrocarbonetos, pobre

Figura 6-10: sistema petrolífero Paleo-Mesozoica. (Fonte DGE,2014)

6.5.1.2 Sistema petrolífero Meso - Cenozóico

A interpretação desses sistemas possibilita uma melhor compreensão dos eventos geológicos das formações no seu todo.

Bacias, Lusitânica e Porto (Sistema petrolífero Meso - Cenozóico)				
Era geológica	Formações	Propriedades		Observações
Mesozóica - Cenozóica	Jurássico (Argilitos negros) a norte.	Maturidade térmica Ro (%)	0.7 - 2	Possibilidade geração de óleo e gás .
		Carbono orgânico total - TOC (% wt)	0.2 - 5.8	Potencial de geração de pobre à bom
		Espessura formação (m)	140 -190	Espessura adequada para bom reservatório.
	Jurássico (sedimentos marinhos) a sul.	Maturidade térmica Ro (%)	-	Variação rápida de imatura à sobre matura
		Carbono orgânico total - TOC (% wt)	3	Potencial de geração de razoável à bom
		Espessura formação (m)	20 - 110	Espessura adequada para bom reservatório.

Figura 6-11: sistema petrolífero Meso - Paleozoica. (Fonte DGEG,2014)

6.6 ANÁLISE E CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

A alta dependência energética de Portugal em cerca de 80% até 2012 é bastante preocupante, pondo a economia bastante vulnerável, às flutuações de preços no mercado internacional de energia primária. No contexto atual de instabilidade na geopolítica mundial, é salutar encontrar alternativas energéticas capazes, de minimizar qualquer impacto negativo, que põe em causa a estabilidade económica do país.

Assim, dentro do cumprimento das normas da comunidade Europeia, o recurso às energias renováveis têm um grande contributo, na resolução de parte importante das necessidades energéticas de Portugal.

Porém, no setor dos transportes, dada a complexidade técnica na aplicação dessa energia ao setor, faz com que haja necessidade de encontrar alternativas a médio ou longo prazos, no leque de energia de origem fóssil menos poluentes. Neste caso, apesar de várias tentativas de pesquisa de hidrocarbonetos, infelizmente os resultados mostram que o país ainda não pode alistar-se ao grupo de países produtores de petróleo.

Todavia, existem amostras com resultados encorajadores de presença forte em matéria orgânica nas diversas formações incluindo o xisto.

O desenvolvimento de técnicas e tecnologias na exploração de *shale gas* nos Estados Unidos da América (EUA) e seu contributo na economia abriu uma janela de oportunidade, em países como Portugal, explorar o seu potencial em *shale gas* demonstrado, através de relatórios das entidades oficiais, Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia LNEG.

7 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÓMICA DO PROJETO

A partir dos relatórios das empresas operadoras, nas principais bacias de produção de *shale gas*, tabela 7-1 conseguiu-se obter os dados referentes ao custo médio do poço em milhões de dólares Americanos (\$ MM), impostos (%), e os custos de produção (\$/MScf).

Os Royalty (impostos diversos pagos para as comunidades em que estão inseridas de acordo os contractos assinados), como o quadro mostra os valores diferem de um estado para outro.

Operating cost (descreve ao custo médio das operações por bacia) em Dólares por milhares de pés cúbicos de gás (MScf).

Tabela 7-1: Custo por bacia de *shale gas*, EUA

Play	Well cost \$ MM	Royalty %	Operating Cost \$/ MScf
Barnett (TX)	3	22	0.7
Fayetteville (AR)	2.8	17	1.1
Woodford (OK)	6.7	19	1.2
Haynesville (LA & TX)	8	25	2.5
Eagle Ford (TX)	5.8	25	1.5

Fonte: Schlumberger shale gas

Com base nos dados acima representados, para um investidor iniciar um poço é necessário, ter um capital inicial de pelo menos 3 milhões de dólares Americanos, ou o equivalente a 2.7 milhões de Euros ao câmbio de 0.90€/\$. Tratando-se de um investimento com um certo

grau de risco é necessário majorar os valores de custos de forma a acautelar as possíveis dificuldades inerentes à gestão financeira durante atividade. Assim, para modelação será considerado um cenário que inclui um certo nível de risco, com os valores apresentados na tabela 7-2:

Tabela 7-2: Base de custo para estudo da viabilidade económica

Play	Well cost \$/ MM	Royalty %	Operating Cost \$/ MScf
Fayetteville	3	25	1.65

7.1.1 Método de cálculo para a viabilidade económica

A exploração e produção de *shale gas* é um processo de grande investimento, para tal é necessário ter o retorno de capital o mais rápido possível. Nessa ótica, a viabilidade económica do projeto será feita através de um método simples e pragmático (*PAYBACK*). A tabela 7-3 representa os dados analisados para o cálculo do *payback*.

Dada a instabilidade de preços, no mercado internacional de *crude oil* e derivados, todavia, o *payback* será um indicador certo na escolha ao projeto se revelar um retorno de capital investido a curto prazo.

PAYBACK (período de retorno de investimento).

Projetos em estudo: Exploração de *shale gas*, poço horizontal

$$\text{Período de retorno invest.} = \frac{\text{capital inicial}}{\text{receita líquida anual}} \quad (7-1)$$

A escolha do poço em estudo foi ao acaso, pois, tal como em *Marcellus*, a bacia de *Fayetteville* é uma das que têm rendimento de produção inicial de *shale gas* relativamente baixo, em comparação com as outras bacias. Por esse facto, será este o caso que melhor se poderá adequar à realidade de exploração do *shale gas* noutros continentes.

Ao realizar esse estudo, houve uma majoração de custos de operações em 50% e aos custos relativos aos impostos em 47%.

Por outro lado, ao projeto assume-se que os impostos e os custos operativos se mantêm constantes ao longo de vida útil do poço.

O período de produção de poço compreende entre Abril de 2010 ao Fevereiro de 2015.

Tabela 7-3: Viabilidade económica do projeto

Análise de viabilidade económica de um poço de <i>shale gas</i> em Fayetteville - EUA				
Royalty impostos(%) sobre a produção	0,25		Custo constantes operações (\$/Mcf)	1,65
	Despesas custo operacional(\$)	Despesas imposto(\$)	Receita Bruta [\$]	Receita líquida [\$]
Ano 1	1 938 976 \$/Ano	1 254 556 \$/Ano	5 018 223 \$/Ano	1 824 691 \$/Ano
Ano 2	1 059 143 \$/Ano	596 777 \$/Ano	2 387 110 \$/Ano	731 189 \$/Ano
Ano 3	772 713 \$/Ano	356 948 \$/Ano	1 427 790 \$/Ano	298 129 \$/Ano
Ano 4	621 052 \$/Ano	398 998 \$/Ano	1 595 991 \$/Ano	575 941 \$/Ano
Ano 5	474 090 \$/Ano	289 509 \$/Ano	1 158 036 \$/Ano	394 438 \$/Ano
Investimento inicial	\$ 3 000 000		Média Receita líquida anual	777 842 \$/Ano
Período Payback = Invest. inicial / Receita Anual			3,86 Anos	3 anos e 10 meses

Os dados do quadro do estudo de viabilidade económica são o resumo, do anexo B de dados de produção do poço de *shale gas* em Fayetteville -EUA.

Aplicando a fórmula de payback, tem-se:

$$\text{Período de retorno invest.} = \frac{\$ 3\,000\,000}{777\,842 \text{ $/Ano}} = 3.86 \text{ Anos} \rightarrow 3 \text{ Anos e } 10 \text{ meses}$$

7.2 ANÁLISE E CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Os desafios inerentes a fiscalidade em Portugal na implementação do projeto são minorados, com o quadro jurídico vigente, disponibilizado pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), onde constam alguns incentivos para exploração de gás natural no país (*Decreto-Lei n° 109/94 de 26 de Abril de 1994*).

A conjugação destas vantagens, com o preço alto de gás natural praticado na Europa poderá tornar, o projeto interessante do ponto de vista económico, tendo em conta a vida média de um poço de *shale gas* poder superar os 10 anos.

Com isso, o *payback* de 3 anos e 10 meses calculado é, aliciante num investimento de grande dimensão como é o do *shale gas*.

Chama-se no entanto a atenção para o facto do presente estudo de viabilidade económica não ter em consideração outros custos, tais como os associados a expropriações e construção de infraestruturas de superfície imprescindíveis para a perfuração dos poços. Tão pouco são considerados os custos com as unidades de processamento, armazenamento e transporte e do gás. Os montantes associados a estes custos serão sempre consideráveis e portanto a inclusão destas parcelas será fundamental para a obtenção de um orçamento mais realista.

8 CONCLUSÕES FINAIS

O processo de exploração de *shale gas* é bastante similar, com o de exploração convencional de hidrocarbonetos. A semântica do (***Frac***) ou fraturação produz um impacto negativo à atividade de *shale gas*.

A gestão complexa de logística é um importante ponto a melhorar no processo.

A indústria petrolífera historicamente desenvolve-se muito na base de lições aprendidas (*Lesson Learned*), de eventos em operações anteriores tais como: acidentes ou incidentes ocorridos. Nessa conformidade, houve inovações no melhoramento a nível de segurança implementadas, ao processo de *shale gas* nos Estados Unidos da América (EUA), após alguns incidentes, fruto da euforia da corrida ao gás.

Desde então, o processo tem decorrido com normalidade o que reforça a confiança, que atualmente é possível explorar o *shale gas* sem riscos ambientais assinaláveis.

As políticas ativas para diminuir a dependência de energia e o estabelecimento de metas nos EUA são o exemplo do sucesso alcançado.

Os resultados do estudo mundial do potencial em *shale gás* revelam, que a tradição de petróleo não é condição necessária para ter potencial de *shale gás*, porquanto país como a **África do Sul** não tem qualquer exploração de hidrocarbonetos, figura na lista de países com as maiores reservas mundiais deste tipo de hidrocarboneto.

Os resultados obtidos recentemente pela *Mohave corporation* revelam, que o conjunto de formações, antes consideradas como **soco paleozoico**, são afinal, parte importante do sistema petrolífero *Paleo-Mesozoico*, abrindo mais uma janela de esperança na pesquisa de hidrocarbonetos a nível nacional.

Geograficamente, Portugal é um país periférico para Europa, mas central para o mundo o que proporciona uma vantagem na distribuição de gás, na península ibérica, utilizando os gasodutos e por mar, aproveitando os portos na ligação com o mundo.

Analisando o perfil de produção dos poços de *shale gas* nos principais blocos dos EUA suscita-se uma preocupação ao declínio de produção que se nota nos primeiros 5 Anos de atividade, lançando assim um desafio aos investigadores ou entidades afins, no sentido de melhorar o método de fracturação, distâncias de espaçamento dos poços, comprimento dos drenos, para reduzir o declínio referido.

Um estudo preliminar de viabilidade económica aponta para períodos, de retorno de *payback* da ordem de 3 anos e 10 meses. Há no entanto necessidade de ter em consideração os custos associados a expropriação e construção de infraestruturas de superfície que neste trabalho não se incluiu. De igual modo, os custos de aquisição e montagem de unidades de processamento, armazenamento e transporte não foram incluídos, pelo facto de projetar-se a venda de gás através do *wellhead price*.

Ainda que o presente estudo de viabilidade económica seja preliminar, os números obtidos nesta primeira fase apontam na direção certa e encorajam à prossecução da implementação de projetos de exploração de *shale gas* em Portugal

Há ainda necessidade de ter em consideração as particularidades socioeconómicas portuguesas perante a possibilidade de avançar com um projeto de exploração de *shale gas*, nomeadamente a alta taxa de ocupação humana à superfície nas áreas onde se estendem as formações geológicas com maior potencial energético. A região com formações geológicas com maior potencial situa-se na bacia Lusitânica, abrangendo os concelhos do Cadaval, Bombarral e Alenquer, vilas com baixa densidade populacional, mas muito vocacionadas à atividade agrícola. Ainda assim, a exploração de *shale gas* na região poderá proporcionar a melhoria de condições de vida dos habitantes dos concelhos referidos, nomeadamente através da criação de postos de trabalho.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS E SITES

9.1 LIVROS

B. P Tissot, D. H. Welte, Petroleum Formation and Occurrence, springer-verlag Berlin, 2nd edition, 1984.

Ferguson; Gilbert, Hydraulic fracturing and *shale gas* Production, Nova, 2013

Manuel Halpern; Bioquímica, Edição técnica Lidl, 1997

Morrison; Boyd: Química Orgânica, Fundação Calouste Gulbenkian, 7^a Edição, 1978

Samuelson; Nordhaus, Economia, Mc Graw Hill, 18^a Edição, 2004

Speight, shale gas production processes, Elsevier, 2013

T.A. Inglis, Directional drilling, Graham & Trotman limited, volume 2, 1987

Tarbuck e Lutgens, Earth Science, 8th edition, 1997

Michael B. Underwood, Thermal evolution of the tertiary shimanto belt, Special paper / Geological Society of America; 273, 1993

William Lyons, Standard Handbook of petroleum and natural gas engineering, gulf publishing, 1st volume, 1996

Schlumberger Drilling Course CDs | Casing & Cementing, acedido em 2014

9.2 SITES

Accounting for Management.org, 2015. Payback method - Accounting For Management, acessado em 2015. <http://www.accountingformanagement.org/payback-method/>

Ageing Report, 2009. European Commission - Europa, acessado em 2009. <http://www.publicacions.ub.es/doi/documents/1536.pdf>

Comissão Internacional de Estratigrafia, ChronostratChart2013-01Portuguese_PT - International, acessado em 2013. http://www.stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2013-01Portuguese_PT.pdf

Corporate Citizenship Report, 2013.ExxonMobil, acessado em 2013. http://cdn.exxonmobil.com/~media/global/reports/corporate-citizenshipreport/2013/news_pub_ccr,2013-2.pdf

Cougar Drilling Solutions, 2014. Motor Operations Handbook - Cougar Drilling Solutions, acessado em 2014. www.cougards.com/wp-content/uploads/2014/03/Motor-Operations-Handbook-2012.pdf

CSUR, 2014. Understanding Well Construction and Surface Footprint, acessado em 2014 http://www.csur.com/sites/default/files/Understanding_Well_Construction_finalWatch

David Hughes, 2015. Marcellus *shale gas* well production statistics, acessado em 2015. <http://www.marcellus-shale.us/Marcellus-production.htm>

DGEG, 1994. Pesquisa e prospeção de petróleo. Decreto-Lei nº 109/94 de 26 de Abril - DGEG. Acessado em 1994. www.dgeg.pt/dpep/pt/law_pt/oillaw_pt.pdf

Diretório – RCAAP. Repositório Científico de Acesso, acessado em 2014. <http://www.rcaap.pt/results.jsp>

EIA, 2011, Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale, acessado em 2011. <http://205.254.135.7/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>

EIA, 2013. Status and outlook for *shale gas* and tight oil development, <http://www.eia.gov/pressroom/presentations/sieminski>

EIA, 2014. Drilling Productivity Report US Energy Information, acedido em 2014.
<http://www.eia.gov/petroleum/drilling/>

EIA, 2015. Annual Energy Outlook, US Energy Information, acedido em 2015.
<http://www.eia.gov/forecasts,2015>

EIA, 2015. Natural Gas Weekly Update - US Energy Information, acedido em 2015.
<http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archive/2015>

EIA/ARI, 2013. World *shale gas* and Shale Oil Resource Assessment, acedido em 2013.
www.advres.com/pdf/A_EIA_ARI_2013%20World%20Shale%20Gas%20and%20Shale%20Oil%20Resource%20Assessment.pdf

EPA, 2010. Regulations and standard: Light-duty, acedido em 2010.
<http://www.epa.gov/oms/climate/regs-light-duty.htm>

European Environment Agency, 2013. Poluição por camiões: 45 mil milhões de euros em custos, acedido em 2013. <https://ambiente.wordpress.com/2013/03/01/custos-da-poluio-por-camies-45-mil-milhes-de-euros/>

Geology.com, 2015. Fayetteville *shale gas*- Geology.com, acedido em 2015,
<http://geology.com/articles/fayetteville-shale.shtml>

Gilda Lopes, 2013. Fotografia de página completa - Repositório do LNEG, acedido em 2013. repositorio.lneg.pt/bitstream/10400.9/2438/1/36121_1.pdf

Halliburton cementing white paper, 2006. Polycrystalline-Diamond-Compact (PDC) acedido em 2014. www.halliburton.com/.../papers...articles/.../h05105

Halliburton, 2014. Pesquisa sísmica, acedido em 2014. <http://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/unconventional-resources/shale-gas-oil/shale-gas-oil-project-experience.page?node-id=hgjyd47j>

Halliburton, 2014. Shale Gas & Oil Project Experience, acedido em 2014
<http://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/unconventional-resources/shale-gas-oil/shale-gas-oil-project-experience.page?node-id=hgjyd47j>

IEA, 2014. Key World Energy Statistics, 2014 - IEA - International, acessado em 2014. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld,2014.pdf>

INE, 2014. Publications - Statistics Portugal, acessado em 2014 http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_publicacoes&PUBLICACOESpub

J.Cardott, 2013. Woodford Shale: From Hydrocarbon Source Rock to Reservoir, acessado em 2013. www.searchanddiscovery.com/.../2013/50817cardott

Jorge Gomes, 2009. Acronyms used in the oil industry - Paleopolis. Acessado em 2009 <http://paleopolis.rediris.es/cg/PARTEX/acronyms.pdf>

K. McCarthy, 2011. Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation. Oilfield Review Summer 2011 Schlumberger, acessado em 2015. [www.slb.com > Resources > Oilfield Review](http://www.slb.com/~/media/Files/resources/oilfield_review/ors11/sum11/basic_petrochem.pdf)

Kevin Thuot, 2014. Drilling info, acessado em 2015. <http://info.drillinginfo.com/launch-pad-rise-pad-drilling>

L. McMichael, 2001. Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and resources, acessado em 2001. <http://www.spe.org/industry/docs/GuidelinesEvaluationReservesResources,2001>.

McCarthy, 2011. Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation, Oilfield Review Summer 2011 - Schlumberger acessado em 2011. https://www.slb.com/~/media/Files/resources/oilfield_review/ors11/sum11/basic_petrochem.pdf

OECD, 2013. International Energy Outlook (b), 2013 - US Energy Information, acessado em 2014. <http://www.oecd.org/eco/outlook/united-states-economic-forecast-summary.htm>

P. Fernandes, 2004. evolução da matéria orgânica: da original. acessado em 2004. www.associacaodpga.org/v_encontro_vrsa_files/fernandes.pdf

P. Gonçalves, Mendonça Filho, J. Graciano D. Flores, 2015. Palynofacies and source rock potential of Jurassic, acedido em 2015. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817214003201>

Pennsylvania DEP Production Reports, Best production pad - Marcellus-*shale.us*, acedido em 2013. http://www.marcellus-shale.us/Best_Production_Pad.htm

petroleum.co.uk, 2015. Petroleum - Classification - API, acedido em 2015 <http://www.petroleum.co.uk/api>

Schlumberger, Oil well Drilling CDs On Youtube, acedido em 2014 <https://www.youtube.com/playlist?list>

Smith Bits, 2013. Product Catalog - Schlumberger, acedido em 2013. www.slb.com/~media/Files/smith/.../bits_catalog

State of Arkansas Oil and Gas Commission, 2014. Production & Well Data - Arkansas Oil and Gas Commission, acedido em 2014. <http://www.aogc2.state.ar.us/welldata/>

Suárez - Ruiz, Deolinda Flores, Mendonça Filho, C. Hackley. Review and update of the applications of organic petrology, acedido em 2012. www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0166516212000407

Total E&P, 2014. Atypical Reservoirs: Tight Gas, *shale gas* and Coalbed, acedido em 2014. [ww.total.com/...gas/.../unconventional-gas/.../three](http://www.total.com/...gas/.../unconventional-gas/.../three)

Total E&P, 2014. Unconventional Natural Gas: Hydraulic Fracturing, acedido em 2014. <http://www.total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/unconventional-gas/presentation/new-applications-proven-techniques>

Wiley, Online Library, 2012 Get PDF (6979K), acedido em 2014. <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1747-5457.2012.00522.x/pdf>

World bank, 2013. International Energy Outlook (a), 2013. US Energy Information, acedido em 2014. <http://www.worldbank.org/en/country>

10 ANEXOS

10.1 ANEXO A

General conversion factors for energy

To:	TJ	Gcal	Mtoe	MBtu	GWh
From:	multiply by:				
TJ	1	238.8	2.388×10^{-5}	947.8	0.2778
Gcal	4.1868×10^{-3}	1	10^{-7}	3.968	1.163×10^{-3}
Mtoe	4.1868×10^4	10^7	1	3.968×10^7	11630
MBtu	1.0551×10^{-3}	0.252	2.52×10^{-8}	1	2.931×10^{-4}
GWh	3.6	860	8.6×10^{-5}	3412	1

Fonte: eia 2014

Conversion factors for volume

To:	gal U.S.	gal U.K.	bbl	ft ³	l	m ³
From:	multiply by:					
U.S. gallon (gal)	1	0.8327	0.02381	0.1337	3.785	0.0038
U.K. gallon (gal)	1.201	1	0.02859	0.1605	4.546	0.0045
barrel (bbl)	42.0	34.97	1	5.615	159.0	0.159
cubic foot (ft ³)	7.48	6.229	0.1781	1	28.3	0.0283
litre (l)	0.2642	0.220	0.0063	0.0353	1	0.001
cubic metre (m ³)	264.2	220.0	6.289	35.3147	1000.0	1

Fonte: eia 2014

Gas natural conversão		
Cubic feet (cf)	British thermal unit (Btu)	Cubic meter(m3)
1	1025	0,028317

Fonte: eia 2014

Para o *crude oil* de 35°API tem o poder calorífico, cerca de 5.8 million Btu/bbl, assim, tem-se:

1 boe	= 5.8MBtu
	= $5.8 * 10^6 * 1,055.06 \text{ J}$
	= 6,119 MJ
	= 164.238 m3 (at 37.257 MJ/m3)
	= 5,800 ft3 (at STP viz. 15°C and 1 atm)

Fonte: SPE,2001

10.2 ANEXO B

Lease/PRU Number:	430824348				
Perm Number:	43082				
County:	VAN BUREN				
Operator Name:	SEECO				
PRU Status:	Active				
Latitude:	35.483485				
Date 1st Produced:	04/05/2010				
Ceased Production:					
Production Type:					
Oil: Gas: X Water:					
Lease/Well Name:	Mobbs, Alice 10-13 2-19H				
API Well Number:	03-141-10928-00-00				
North Or South:	North				
Field:	B-43				
Zone/Pool:	Fayetteville				
Longitude:	-92.406934				
Location:	10N-13W				
Section:					
Production Interval:					
3813' - 7865'					
Lease/PRU No	Report Date	Lease/ PRU Name	Bbls. Oil	Mcf. Gas	Bbls. Water
430824348	04/01/2010	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	121897	0
430824348	05/01/2010	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	138808	0
430824348	06/01/2010	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	121753	0
430824348	07/01/2010	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	117638	0
430824348	08/01/2010	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	90707	0
430824348	09/01/2010	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	101326	0

Continuação					
Lease/PRU No	Report Date	Lease/ PRU Name	Bbls. Oil	Mcf. Gas	Bbls. Water
430824348	10/01/2010	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	98212	0
430824348	11/01/2010	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	87510	0
430824348	12/01/2010	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	85027	0
430824348	01/01/2011	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	79619	0
430824348	02/01/2011	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	65518	0
430824348	03/01/2011	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	67122	0
430824348	04/01/2011	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	65492	0
430824348	05/01/2011	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	67326	0
430824348	06/01/2011	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	61415	0
430824348	07/01/2011	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	60215	0
430824348	08/01/2011	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	57010	0
430824348	09/01/2011	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	23856	0
430824348	10/01/2011	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	50653	0
430824348	11/01/2011	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	54451	0
430824348	12/01/2011	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	54923	0
430824348	01/01/2012	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	52307	0
430824348	02/01/2012	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	47051	0
430824348	03/01/2012	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	47206	0
430824348	04/01/2012	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	44371	0
430824348	05/01/2012	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	44495	0
430824348	06/01/2012	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	41447	0
430824348	07/01/2012	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	41462	0
430824348	08/01/2012	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	40050	0
430824348	09/01/2012	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	38527	0
430824348	10/01/2012	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	39195	0
430824348	11/01/2012	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	36714	0
430824348	12/01/2012	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	36715	0
430824348	01/01/2013	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	36763	0
430824348	02/01/2013	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	33125	0
430824348	03/01/2013	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	35447	0
430824348	04/01/2013	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	33760	0
430824348	05/01/2013	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	33918	0
430824348	06/01/2013	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	32945	0
430824348	07/01/2013	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	33626	0
430824348	08/01/2013	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	32904	0
430824348	09/01/2013	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	28935	0
430824348	10/01/2013	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	28017	0
430824348	11/01/2013	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	31051	0
430824348	12/01/2013	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	31955	0

Continuação					
Lease/PRU No	Report Date	Lease/ PRU Name	Bbls. Oil	Mcf. Gas	Bbls. Water
430824348	01/01/2014	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	31301	0
430824348	02/01/2014	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	27803	0
430824348	03/01/2014	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	30180	0
430824348	04/01/2014	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	28312	0
430824348	05/01/2014	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	28810	0
430824348	06/01/2014	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	27252	0
430824348	07/01/2014	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	27282	0
430824348	08/01/2014	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	25078	0
430824348	09/01/2014	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	25084	0
430824348	10/01/2014	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	25650	0
430824348	11/01/2014	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	25163	0
430824348	12/01/2014	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	25964	0
430824348	01/01/2015	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	25840	0
430824348	02/01/2015	Mobbs, Alice 10-13 2-19H	0	22892	0

10.3 ANEXO C

Chemical Name	CAS	Chemical Purpose	Product Function
Hydrochloric Acid	007647-01-0	Helps dissolve minerals and initiate cracks in the rock	Acid
Glutaraldehyde	000111-30-8	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Quaternary Ammonium Chloride	012125-02-9	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Quaternary Ammonium Chloride	061789-71-1	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Tetrakis Hydroxymethyl-Phosphonium Sulfate	055566-30-8	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by-products	Biocide
Ammonium Persulfate	007727-54-0	Allows a delayed break down of the gel	Breaker
Sodium Chloride	007647-14-5	Product Stabilizer	Breaker
Magnesium Peroxide	014452-57-4	Allows a delayed break down the gel	Breaker
Magnesium Oxide	001309-48-4	Allows a delayed break down the gel	Breaker
Calcium Chloride	010043-52-4	Product Stabilizer	Breaker
Choline Chloride	000067-48-1	Prevents clays from swelling or shifting	Clay Stabilizer
Tetramethyl ammonium chloride	000075-57-0	Prevents clays from swelling or shifting	Clay Stabilizer
Sodium Chloride	007647-14-5	Prevents clays from swelling or shifting	Clay Stabilizer
Isopropanol	000067-63-0	Product stabilizer and / or winterizing agent	Corrosion Inhibitor
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent	Corrosion Inhibitor
Formic Acid	000064-18-6	Prevents the corrosion of the pipe	Corrosion Inhibitor
Acetaldehyde	000075-07-0	Prevents the corrosion of the pipe	Corrosion Inhibitor
Petroleum Distillate	064741-85-1	Carrier fluid for borate or zirconate crosslinker	Crosslinker
Hydrotreated Light Petroleum Distillate	064742-47-8	Carrier fluid for borate or zirconate crosslinker	Crosslinker
Potassium Metaborate	013709-94-9	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Triethanolamine Zirconate	101033-44-7	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Sodium Tetraborate	001303-96-4	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Boric Acid	001333-73-9	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Zirconium Complex	113184-20-6	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker

Continuação			
Chemical Name	CAS	Chemical Purpose	Product Function
Borate Salts	N/A	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Crosslinker
Ethylene Glycol	000107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Crosslinker
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Crosslinker
Polyacrylamide	009003-05-8	"Slicks" the water to minimize friction	Friction Reducer
Petroleum Distillate	064741-85-1	Carrier fluid for polyacrylamide friction reducer	Friction Reducer
Hydrotreated Light Petroleum Distillate	064742-47-8	Carrier fluid for polyacrylamide friction reducer	Friction Reducer
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Friction Reducer
Ethylene Glycol	000107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Friction Reducer
Guar Gum	009000-30-0	Thickens the water in order to suspend the sand	Gelling Agent
Petroleum Distillate	064741-85-1	Carrier fluid for guar gum in liquid gels	Gelling Agent
Hydrotreated Light Petroleum Distillate	064742-47-8	Carrier fluid for guar gum in liquid gels	Gelling Agent
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Gelling Agent
Polysaccharide Blend	068130-15-4	Thickens the water in order to suspend the sand	Gelling Agent
Ethylene Glycol	000107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Gelling Agent
Citric Acid	000077-92-9	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Acetic Acid	000064-19-7	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Thioglycolic Acid	000068-11-1	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Sodium Erythorbate	006381-77-7	Prevents precipitation of metal oxides	Iron Control
Lauryl Sulfate	000151-21-3	Used to prevent the formation of emulsions in the fracture fluid	Non-Emulsifier
Isopropanol	000067-63-0	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Non-Emulsifier
Ethylene Glycol	000107-21-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Non-Emulsifier
Sodium Hydroxide	001310-73-2	Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	pH Adjusting Agent
Potassium Hydroxide	001310-58-3	Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	pH Adjusting Agent

Continuação			
Chemical Name	CAS	Chemical Purpose	Product Function
Acetic Acid	000064-19-7	Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	pH Adjusting Agent
Sodium Carbonate	000497-19-8	Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	pH Adjusting Agent
Potassium Carbonate	000584-08-7	Adjusts the pH of fluid to maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	pH Adjusting Agent
Copolymer of Acrylamide and Sodium Acrylate	025987-30-8	Prevents scale deposits in the pipe	Scale Inhibitor
Sodium Polycarboxylate	N/A	Prevents scale deposits in the pipe	Scale Inhibitor
Phosphonic Acid Salt	N/A	Prevents scale deposits in the pipe	Scale Inhibitor
Lauryl Sulfate	000151-21-3	Used to increase the viscosity of the fracture fluid	Surfactant
Ethanol	000064-17-5	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Surfactant
Naphthalene	000091-20-3	Carrier fluid for the active surfactant ingredients	Surfactant
Methanol	000067-56-1	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Surfactant
Isopropyl Alcohol	000067-63-0	Product stabilizer and / or winterizing agent.	Surfactant
2-Butoxyethanol	000111-76-2	Product stabilizer	Surfactant

10.4 ANEXO D

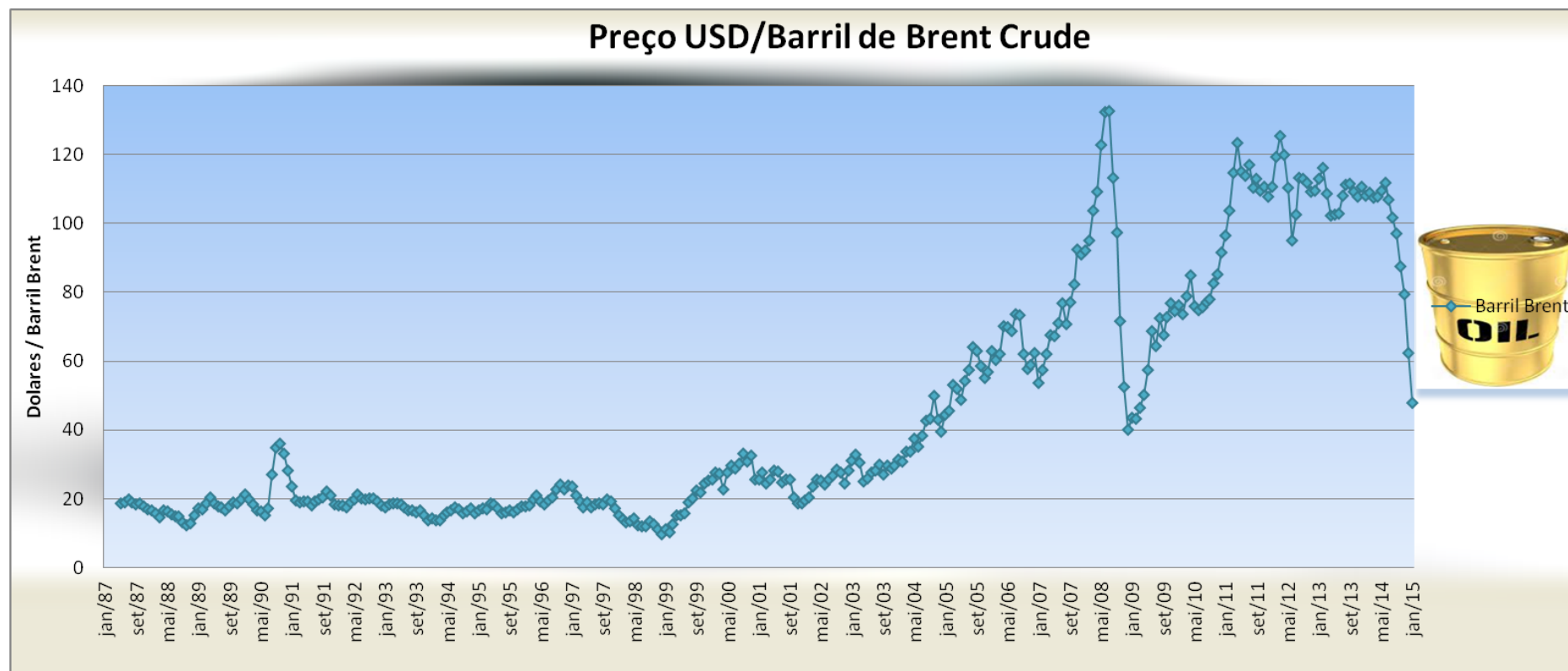
Actividades de poço (Lisboa 1)			
	Operation description	Planned	Real
		Hours	Hours
Moving	Rig move & rig up (including waiting for daylight - code A1A)	336,0	272,5
17 1/2" section	M/U, RIH & Drill 17 1/2 hole	9,8	12,0
	Wiper trip+ hole conditionning	2,3	3,0
	Circulate to clean the hole	1,0	
	POOH, L/D BHA & recover Totco	1,1	1,5

Actividades de poço (Lisboa 1) Continuação			
	Operation description	Planned	Real
		Hours	Hours
	Prepare casing running	1,0	1,5
	RIH 13 3/8" casing	2,5	1,5
	Prepare cement job	2,8	4,0
	Cement 13 3/8" casing	1,9	1,5
	WOC & Pull stringer out of hole	7,1	7,5
	Set & cut 13 3/8" casing, install bell nipple and diverter to flow line	4,2	5,5
	M/U 12 1/4" BHA	2,3	1,0
	RIH 12 1/4" BHA & tag cement	1,9	1,5
	Drill out cement & clean pocket	2,3	1,5
12 1/4" section	Drill 12 1/4 hole	65,8	56,5
	Intermediate trip to change BHA or bit	2,9	14,0
	Wiper trip+ hole conditionning	12,4	2,0
	Circulate to clean the hole, drop totco	3,1	1,5
	POOH, L/D BHA	6,2	5,5
	Prepare casing running	1,3	1,5
	RIH 9 5/8" casing	9,1	9,5
	Prepare cement job	2,2	3,5
	Cement 9 5/8" casing	2,0	3,0
	WOC	10,1	9,0
	Set & Cut casing 9 5/8" casing	3,1	3,0
	Nipple-up BOP	14,5	16,5
	M/U 8 1/2" BHA	4,7	8,0
	RIH 8 1/2" BHA & tag cement	4,4	12,0
	Drill out cement & clean pocket	3,5	4,0
	Drill new formation in 8 1/2" before to perform LOT	0,0	
	Circulate to homogenise mud before LOT	0,0	
8 1/2" section (pilot hole)	Prepare & carry out LOT	0,0	
	Drill 8 1/2" hole	34,5	95,0
	Intermediate trip to change BHA or bit	8,2	3,0
	Drill 8 1/2" hole (Build+Slant)	64,8	
	Intermediate trip to change BHA or bit		
	Wiper trip+ hole conditionning	7,9	5,5
	Circulate to clean the hole	2,9	2,5
	POOH in open hole	1,6	3,0
	POOH in cased hole	1,8	4,0
	L/D BHA	2,3	
Logging	Control trip before logging job	0,0	
	RIH logging tool	1,2	
	Perform logging	22,5	23,0
	L/D logging equipment	2,5	0,5

Actividades de poço (Lisboa 1) Continuação			
	Operation description	Planned	Real
		Hours	Hours
Pilot hole abandon	Prepare cement job, displace cement, POOH stringer	18,1	16,0
	WOC	16,2	7,5
8 1/2" landing section	BOP test	0,0	
	M/U 8 1/2" BHA	3,2	6,0
	RIH 8 1/2" BHA - tag top cement	5,2	4,0
	Circulate	1,7	
	time drilling to kick-off side track	12,6	10,5
	Drill 8 1/2" hole	73,2	63,0
	Intermediate trip (change BHA, bit, etc)		7,0
	Drill 8 1/2" hole		45,5
	Wiper trip+ hole conditionning	6,8	2,0
	Circulate to clean the hole	3,4	2,5
	POOH in open hole	4,5	3,5
	POOH in cased hole	3,5	2,0
	L/D BHA	4,0	
	Control trip before casing running	14,0	22,0
	Prepare casing running	1,2	1,5
	RIH 7" casing	13,8	13,0
	Prepare cement job	2,1	2,0
	Cement 7" casing	1,9	1,0
	WOC & L/D each joint of 4 1/2" drill pipes	14,5	11,5
	Set, Cut 7" casing, install wellhead	5,8	6,5
	N/U BOP	8,7	8,5
	Test BOP	8,2	10,5
	M/U 6" BHA	3,2	5,0
	RIH 6" BHA & tag cement	12,1	12,0
	Drill out cement & clean pocket	6,6	9,0
6" section	Drill 6" hole	80,9	108,5
	Wiper trip+ hole conditionning	4,9	8,0
	Circulate to clean the hole	2,6	1,0
	POOH in open hole	0,8	5,0
	POOH in cased hole		4,5
	L/D BHA	3,8	9,0
Scrap 7" casing	M/U scrapper BHA	0,0	
	RIH scrap BHA	5,8	7,5
	Circulate to clean hole	1,2	
	Scrap 7" casing		
	POOH scrap BHA (L/D each 3 1/2" drill pipe joint)	8,9	
	L/D scrap BHA		
CBL log	Prepare CBL logging equipment	2,5	
	RIH CBL logging tool	3,0	
	Perform logging job	2,9	3,5
	POOH logging tool		

Actividades de poço (Lisboa 1) Continuação			
	Operation description	Planned	Real
		Hours	Hours
	L/D logging equipment	0,9	
BRINE	Displace to brine	0,0	
COMPLETION	COMPLETION	40,0	50,0
F10	RIG MAINTENANCE	3,0	1,5
F8	FIRE DRILLS, BOP DRILLS ...	8,9	2,0
	TOTAL WELL DURATION (days)	48,2	46
	% NPT	8%	3%

10.5 ANEXO E



Fonte: OECD Factbook 2014