

Обзор на глобалния нефтен пазар 2015 г.

доц. д-р Юли Радев, кат Икономика и управление, МГУ „Св. Ив. Рилски”

Ценовият колапс, който разтърси глобалния нефтен пазар след юни 2014 г. и продължава през цялата 2015 г., нито беше неочакван, нито необичаен. Статистическите данни за резервния капацитет на ОПЕК даваха ясни предупредителни сигнали за последвалите събития. Основната причина за срива на цените е т.нар. шистова революция в добива на нефт в САЩ. На фона на структурните промени и в предлагането и в търсенето, глобалният нефтен пазар отвори нова (но не последна) глава в своето историческо развитие.

Ефективният резервен капацитет на ОПЕК

Анализаторите и коментаторите най-често използват статистическата мярка *резервен капацитет на ОПЕК*, за да очертаят текущите и бъдещите възможности на организацията в предлагането на суровината. Реалистичните стойности на тази мярка обаче са и много добър индикатор за динамиката на цената.

По принцип резервният капацитет на ОПЕК измерва обема, който страните от организацията, като част от водената политика - например за поддържане на цената или съгласуване на производствените квоти, задържат и не търгуват. Резервният капацитет се използва при потенциални кризи, предизвикани от изоставане на предлагането от търсенето на пазара. Ето защо цената на нефта съдържа премия за риска от евентуални ниски нива на този капацитет. Имайки предвид доминиращата роля на организацията в международната търговия с нефт, относителната тежест на ценовата премия, а от тук и на самия резервен капацитет във формирането на цената е много голяма.

Решенията за активиране на резервния капацитет на ОПЕК се взимат както колективно в организацията, така и суверенно от някои страни членки. През последните години поради различни политически причини няколко правителства губят контрол върху (част от) собствения си производствен капацитет. Пример в това отношение е Нигерия, в която постоянните саботажни предизвикаха затваряне на сухоземната част на делтата на р. Нигер, и Иран, където международните санкции (все още) ограничават достъпа на производителите до пазарите и инвестициите.

Заради тези и други подобни събития през 2005 г. Международната енергийна агенция (МЕА) въведе статистическата мярка „ефективен” резервен капацитет. Идеята е да се оцени максимално коректно способността на организацията да интервенира на пазара.

Методиката за определяне на ефективния резервен капацитет на МЕА може да се опише със следните стъпки. Първо, оценява се *инсталирания* или *потенциален* капацитет, който се получава като от общия капацитет се извади балансиращия (наричан още изискуем от ОПЕК, на англ. “call on OPEC”) пазара обем, а след това и промените в т.нар. складови запаси от нефт. Причина за балансиращото поведение на ОПЕК е фактът, че организацията е ценови лидер на глобалния олигополен пазар на нефт, и следователно е монополист на дефицита между глобалното търсене и предлагането на производителите, извън

организацията. По-нататък, посредством метода „плъзгаща се средна” и разликите между потенциалния капацитет и най-актуалните оценки на действителните доставки на пазара (през последните 4 до 8 тримесечия) се извършват корекции на получените резултати. Това се прави, тъй като една част от резервния капацитет е неефективен и се използва само в крайни случаи при *неочаквани прекъсвания* в предлагането. Такива прекъсвания обикновено се получават при военни действия или терористични атаки.

Като илюстрация на описаната методика в Таблица 1 са представени последните данни на агенцията за резервния капацитет на ОПЕК. Потенциалният капацитет е намален средно с 1.5 млн. бар./ден неефективен капацитет, за да се получи ефективният резервен капацитет.

Таблица 1. Глобални баланси (млн. барела дневно)

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ръст на БНП (% за година)	GDP Growth Assumption	3.31	3.45	3.67	3.68	3.71	3.75	3.77
Глобално търсене	Global Demand	92.43	93.34	94.47	95.68	96.86	98.00	99.05
Предлагане извън ОПЕК	Non-OPEC Supply	56.59	57.32	57.78	58.26	58.96	59.52	60.00
Добив на ОПЕК на ВВП и др.	OPEC NGLs, etc.	6.39	6.58	6.82	6.88	6.89	6.91	6.93
Глобално предлагане без нефта на ОПЕК	Global Supply excluding OPEC Crude	62.98	63.91	64.60	65.14	65.85	66.43	66.93
Производствен капацитет на ОПЕК	OPEC Crude Capacity	35.03	34.73	35.12	35.41	35.65	35.91	36.24
Изиск. предлагане от ОПЕК + промяна в скл. запаси.	Call on OPEC Crude + Stock Ch.	29.44	29.43	29.87	30.54	31.02	31.58	32.12
Потенциален резервен капацитет на ОПЕК	Implied OPEC Spare Capacity	5.58	5.38	5.25	4.87	4.63	4.33	4.13
Ефективен резервен капацитет на ОПЕК	Effective OPEC Spare Capacity	4.08	3.88	3.75	3.37	3.13	2.83	2.63

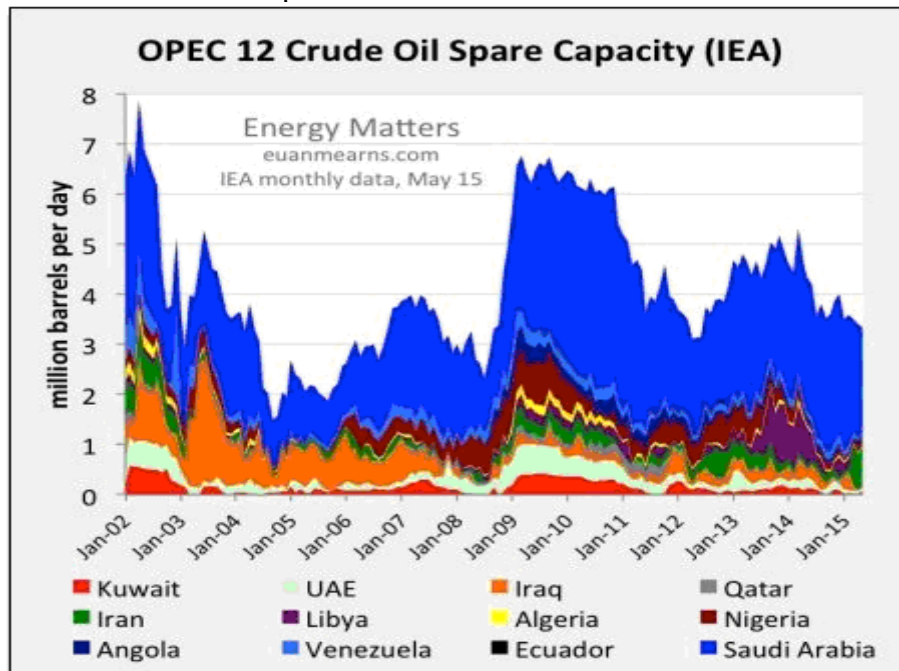
Източник: “Executive summary”, 2015.

Администрацията за енергийна информация на САЩ (АЕИ) използва своя формула за изчисляване на номиналния резервен капацитет: произведеният обем, който може да се достави в рамките на 30 дни и да се поддържа поне 90 дни. Аналитични организации като BP, Bloomberg, Chatham house и др. обикновено се доверяват или на потенциалния резервен капацитет (според статистиката на МЕА), или на номиналния резервен капацитет (според статистиката на АЕИ).

Според МЕА, в сравнение с всички подобни статистически показатели ефективният резервен капацитет дава най-точна представа за допълнителните оперативни възможности и гъвкавостта на пазара на производителите от ОПЕК, затова връзката му с цената е най-силна.

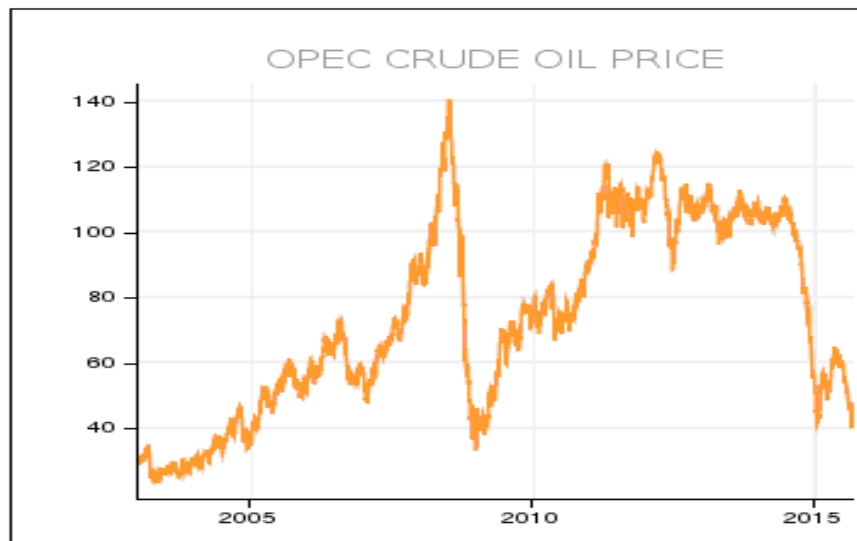
Ниският ефективен резервен капацитет ограничава способността на ОПЕК да отговори на търсенето и цената нараства. Докато високият ефективен резервен капацитет означава, че организацията задържа част от производството и (най-вероятно) променя ценовата си стратегия. Последното се случва при нежелание на

производителите да следват производствените цели или при повишен риск от неочаквани прекъсвания в производството както на страните от организацията, така и извън нея. В такива периоди цената намалява.



Фиг. 1. Резервен капацитет на ОПЕК 2002-2015 г.

Източник: „Oil Production Vital Statistics”, August 2015.



Фиг.2 Цени на кошницата на ОПЕК 2005-2015 г.

Източник: „Crude Oil Prices and Charts”, 2015.

На фиг. 1 е показано участието във формирането на ефективния резервен капацитет на страните членки на организацията. Заради водещата роля на Саудитска Арабия на глобалния пазар - най-големият производител и износител на нефт, е важно да се подчертае, че тази страна поддържа и най-големият резервен капацитет, възлизащ на 1.5-2 млн. бар. дневно.

От данните за периода 2005-2015 г. може да се обобщи, че когато ефективният резервен капацитет се натрупва и надхвърля 4 млн. барела дневно започва рязък спад на цената. Обратно, когато намалява под 2 млн. бар./ден и клони към 1 млн. бар./ден, цената тръгва с бързи темпове нагоре (фиг. 1 и 2).

В исторически план този извод е коректен за периода след 1986 г., когато е големият спад на цената след двата поредни ценови шока в началото и края на 1970-те години. В действителност може да се отчете ясна цикличност в ценовите сринове: 1986 г.; 1998 г.; 2008; и 2015 г. Приблизително през 10 години.

Шистовият нефт на САЩ

Слез 2010 г. в САЩ се осъществи втората шистова революция, с много бързо развитие на добива на шистов нефт или лек петрол от ниско проницаеми колектори (както е коректното наименование според МЕА), следвайки революцията на шистовия газ. Добивът нарасна от по-малко от 1 млн. бар./ден през 2010 г. до 5.7 млн. бар./ден до края на 2015 г, благодарение на високите инвестиции (129 млрд. щ.д. за 2014 г.), високите цени на нефта и непрекъснатите технологични иновации.

Като резултат от тази революция САЩ се превърна в най-големият производител на нефт (и други втечнени производни), изпреварвайки (временно) Саудитска Арабия и Русия. Шистовият нефт възлиза на 55% от общия добив на САЩ, и е с основна заслуга за намаляващия внос на нефт в страната и нарастващия износ на нефтени продукти. Този факт има важни последствия за глобалния нефтен пазар, търговията и разбира се, цената на нефта. Понижаваща се цена обаче поставя сериозни въпроси за инвестициите в добивния сектор на нефтената индустрия като цяло и в частност за перспективите пред шистовия нефт.

Оперативните разходи за производството на шистов нефт са сравнително ниски, затова самият добив не представлява никакъв проблем. Това, което е особеното при добива на шистов нефт (и газ също), е бързото изчерпване на наличния обем – между 60 и 90% през първата година. Ето защо, за да се поддържа постоянно производство, са необходими нови инвестиции в нови сондажи. Тази характеристика означава още, че инвестициите са силно зависими от цената през първата година. Това рязко контрастира с конвенционалния добив, където рентабилността продължава през много по-дълъг период. Така или иначе, понижаващите се цени на нефта са предизвикателство пред производителите на шистов нефт да се адаптират към цикличността на глобалния пазар и да станат част от него или да загубят спечелените позиции.

Себестойността на продукцията по принцип дава информация за минималната цена, при която се реализира печалба. Заради специфичните геоложки характеристики, себестойността на добива на шистов нефт се оказва твърде различна в различните сондажи и дори в сондажите от едно и също находище.

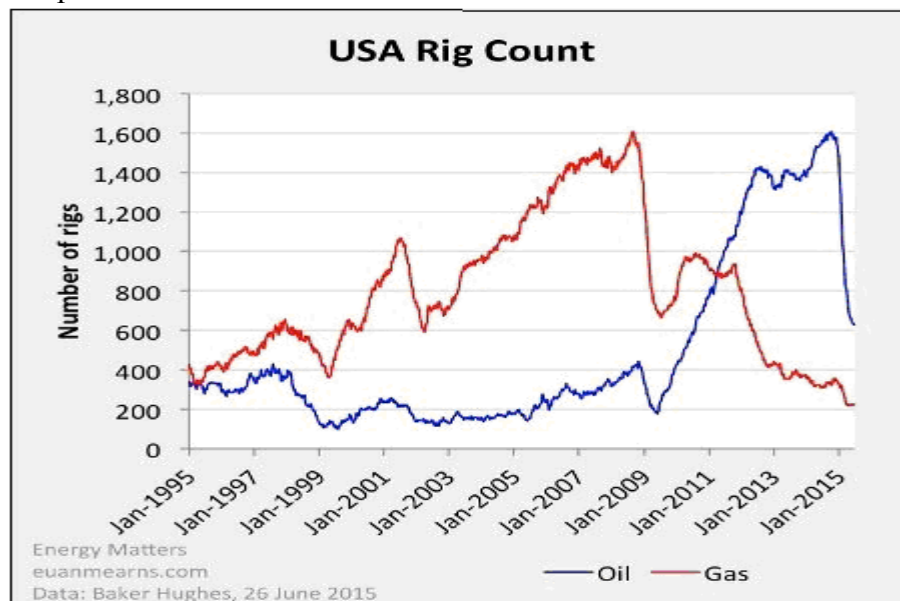
В най-големите находища Игъл форт, формацията Бакен и Пермския басейн себестойността е под 55 щ.д. на барел. Затова при цена, по-висока от 55 щ.д., може да се очаква, че добивът ще продължи в тези по-продуктивни находища, и по-важното че ще е достатъчен, за да поддържа постоянно производството на шистов нефт. Този сценарий засега изглежда реалистичен, имайки предвид, че в условията

на спад на цената, а от тук и на инвестициите (за 2015 г. капиталовите разходи се съкратиха с 20 до 60%) и броя на добивните платформи (за 2015 г. спадът е 56%), производството на годишна база ще отчете ръст за 2015 г. от 10% (до 5.7 млн. бар. дневно).

Разбира се, бъдещите инвестиции не зависят само от себестойността на добива. Други показатели, като достъпът до паричните потоци, размерът на заемите или стратегията за хеджиране на производството, също влияят върху инвестиционните решения.

Характерно за добива на шистов нефт в САЩ е и това, че повечето производители финансират своята дейност с големи заеми. С оглед на понижаващите се цени на нефта, производителите няма как да получат нови заеми при условията от 2010 г. Това се отнася най-вече за тези, които ползват голяма част от приходите си за обслужване на получените заеми. Затова и пререструктурирането и консолидацията в сектора изглеждат неизбежни. В същото време много оператори успяха да хеджират голяма част от добива си за 2015 г., като по този начин се защитиха от понижаващите се цени. Това показва, че ниските цени влияят по различен начин не само на различните находища, но и на различните производители.

На фиг. 3 са представени измененията на броя на добивните платформи в САЩ за периода 1995-2015.



Фиг.3 Изменение на броя на добивните платформи в САЩ
Източник: „Oil Production Vital Statistics, August”, 2015.

От фигурата се вижда, че спадът в броя на добивните платформи се забавя, но все още не може да се говори за стабилизиране. Докато при природния газ това вече е факт и добивът започна да расте. Очакванията са, че 220 платформи ще са достатъчни за поддържането на постоянен добив на газ и около 628 за запазването на сегашното ниво на шистовия нефт.

Бързият темп на технологичните иновации е водеща характеристика на шистовата индустрия. Благодарение на иновациите ефективността и

производителността нарастват с повече от 10% годишно след 2009 г. Реалният скок се случи през последните две години, когато латералната дължина на хоризонталното сондиране достигна 3 км, а многостадийният фракнинг се оказва особено продуктивен. От 2014 г. компаниите тестват с успех съкращаване на разстоянията между сондажите, а разходите за услуги непрекъснато се понижават. Тези икономии безспорно подобряват гъвкавостта на производителите спрямо по-ниските цени на нефта.

Въпреки благоприятните обстоятелства добивът на шистов нефт в САЩ със сигурност вече намалява. Заради значителния спад в производствената дейност, добивът в нови сондажи очевидно няма да компенсира понижението в съществуващите сондажи. Според АЕИ през втората половина на годината се очаква спад с около 0.2 млн. барела дневно в сравнение с първата половина. Този спад ще намали поне наполовина ръстът на американското производство (1 млн. бар. годишно), а може да има и по-сериозни последици (в т.ч. за новото равновесие на глобалния пазар), ако цената на нефта не се покачва до края на годината.

Обобщаващ коментар

Характерното за настоящия срив на цените на глобалния нефтен пазар е, че той е предизвикан от промени едновременно в търсенето и предлагането. От едната страна е бумът в добива на шистов нефт в САЩ, но от другата е отслабеното търсене на глобалния пазар. След като развиващите се икономики, и най-вече Китай, повече от десет години изглеждаха като вечен двигател с почти вертикално търсене, те вече преминават към нова фаза на развитие, с ориентация към стоките за крайно потребление и с по-малка зависимост от нефта. Затова и очакванията са, че пътят до ново равновесно състояние на нефтения пазар ще бъде различен от обичайния. Със сигурност балансирането няма да се забави във времето, но то ще се случи на много по-ниско ценово ниво от това, което наблюдавахме през последните три години.

Подобни прогнози много често се опровергават от големия политически риск в предлагането. Ниските цени на нефта може да предизвикат политически сътресения в страните от Близкия изток и Северна Африка, където социалните разходи зависят от търговията с нефт и бюджетните приходи. Освен това, действията на терористичните групи е заплаха за прекъсване на предлагането не само в Ирак. От друга страна, по-ниските бюджетни приходи са мотив за увеличаване на производството с цел компенсиране на загубите от единица продукция. Такава стратегия би повлияла положително на предлагането. В най-голяма степен предлагането ще зависи от увеличаващия се добив на Ирак (достигащ през 2015 г. 35-годишен максимум от 3.7 млн.бар./ден) и от политиката на Иран след подписаното споразумение за ядрената програма. Очевидно е, че глобалният пазар на нефт вече започна нова етап в своето развитие, характерен със значително променена динамика на търсенето, реструктуриране на производството на нефт и нефтени продукти и променящи се роли на производителите от и извън ОПЕК.

За прогноза на цените до края на годината и в периода до 2020 г. ще използваме т.нар. *ценови допускания*, каквито МЕА извежда от фючърните пазари и прилага в своите прогнозни модели. Между другото, МВФ също се доверява на

този подход. Въпреки някои недостатъци, той е надежден, най-малко защото фючърсите показват нивото, на което търговците хеджират днес и проектират своите инвестиционни и бизнес решения утре (т.е. през следващия бизнес цикъл). И така, прогнозата е за цена 55 щ.д./бар. до края на годината и постепенно покачване до 73 щ.д./бар. до 2020 г. Така ще се възстановят само част от инвестициите в добивния сектор, но очаквания за по-високи цени на този етап биха били нереалистични. Свивът на промпт цените и насочването на фючърсната крива в едно постоянно ценово контанго са достатъчно ясни индикатори за насищане на пазара и дори за свръх предлагане.

От табл. 1 се вижда, че забавеното търсене на нефт спрямо 2008-2009 г., когато се разрази финансовата криза, се измерва с ръст само от 1.1 млн. бар./ден годишно за шестгодишния период до 2020 г. Заради по-бавното възстановяване на глобалната икономика и съкратените инвестиции в добивния сектор на нефтената индустрия ръстът на предлагането все пак ще изостане с приблизително 1 млн. бар./ден за същия период. Това означава значително свиване на ефективния резервен капацитет в началото на следващото десетилетие и предпоставки за ново покачване на цената.

Високата ценова еластичност на предлагането на шистов нефт при всички случаи изключва резки ценови движения и в двете посоки.

Страните износителки на петрол, които бяха в основата на нарастващото търсене през последните години, са най-силно засегнати от ниските цени. Разбира се, с изключение на страните от Персийския залив, които имат достатъчно буфери, за да компенсират по-ниските приходи от продажбите на нефт. Русия, където международните санкции усложняват ефекта от спада във фискалните и експортните приходи, преминава през „перфектната буря”. Все пак, ще отчетем, че и ползите за страните вносителки не са толкова големи, колкото изглеждат на пръв поглед. Повишението на разполагаемия доход и съкращаването на производствените разходи отчасти се компенсират от структурните икономически проблеми. Освен това, в страните от ОИСР понижаващите се цени на нефта може да предизвикват дефлационни очаквания, които водят до рязко покачване на нормата на спестяване, а от тук и до натиск върху реалната икономика. Обезценяването на валутата също намалява ефекта от понижението на деноминирания в долари цени на нефта. Например, заради обезценяването на еврото спрямо долара, във Франция и Германия спадът в цената на бензина през последната година е около 24% в щ.д., и само 6% в евро.

Литература:

- <http://www.euanmearns.com>. “Oil Production Vital Statistics”, August 2015.*
- <http://www.ceep.be>. “US Shale Oil: the test of the Business Model is underway”, 2015.*
- <http://www.quandl.com>. “Crude Oil Prices and Charts”, 2015.*
- <https://www.iea.org>. “Executive summary”, 2015.*
- <https://www.iea.org>. “Monthly Energy Prices Statistics”, August 2015.*