

Увеличение нефтеизвлечения путем гармонизации интересов государства и недропользователей

А.Я. Хавкин, д.т.н.
PGU нефти и газа (НИУ)
имени И.М.Губкина, Россия

e-mail: aykhavkin@yandex.ru

Ключевые слова: себестоимость, реальная внутренняя норма доходности, увеличение нефтеизвлечения, рентабельность проекта.

DOI.10.37474/0365-8554/2021-1-28-34

Dövlət və yer təki istifadəçilərinin maraqlarını sabitləşdirmə zəşəndə neft hasilatının artırılması

A.Y. Xavkin, t.e.d.
İ.M. Gubkin adına Rusiya Dövlət Neft və Qaz Universiteti (MTU)

Açar sözlər: maya dəyəri, real daxili gəlirlilik norması, neft hasilatının artırılması, layihənin rentabilliyi.

Neft hasilatı nümunəsində investisiya layihələrinin real daxili gəlirlilik normasının (IRR) hesablanması əsasən göstərilir ki, IRR istifadəsi neft hasilatının maya dəyərindən aşağı düşməsinə, neft hasilatının artmasına və həm dəvlət, həm də yer təki istifadəçilərinin gəlirlərini artmasına gətirib çıxaracaq.

Məqalədə İRR və NPV əsasında investisiya layihələrinin rentabilliyini qiymətli qiymətləndirilməsi təhlil edilir və göstərilir ki, bu cür əsaslandırma şirkət sahiblərinin yalnız zəmanətli real iqtisadi effektivliyi olan layihələri qəbul etməyə sövq edir.

Qeyd olunur ki, bir çox hallarda yer təki istifadəçilərinin neft hasilatında maraqlı olması üçün dövlət dəstəyinə böyük ehtiyac var. Bu səbəbdən də, layihələrin rentabilliyini qiymətli qiymətləndirilməsi mümkün qədər dəqiq olmalıdır. Müəllif, IRR kriterisinin tətbiqini həllərin real effektivliyini proqnozlaşdırmasını təmin etdiyini vurğulayır və qeyd edir ki, dəqiq proqnozlaşdırma neft hasilatının maya dəyərini azaldıcaq misar texnologiyaların neft-qaz sahəsində geniş istifadəsinə yol açacaq.

Increase of oil recovery with harmonization of the interests of state and mineral developers

A.Ya. Khavkin, Dr. in Tech.Sc.
Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin (National Research University)

Keywords: oil production cost, actual internal rate of return, oil recovery increase, project profitability.

Based on the calculation of actual internal rate of return (IRR) in the investment projects in the context of oil production, it is shown that using IRRR will lead to the reduction of oil production cost, increase of oil recovery and return both for state and mineral developers.

The analysis on the economic evaluation of profitability of investment projects based on IRR and NPV, which force the managers to accept only the projects with high IRR for the guarantee of the actual economic efficiency has been carried out.

It is noted that in some cases the state support of the mineral developer is necessary for his interest in oil production. Therefore, economic evaluation of profitability of development projects should be as accurate as possible. The author emphasizes that IRR criterion provides reliable prediction of actual efficiency of technological solutions and will lead to the wide-scale and active implementation of state-of-the-art technologies in oil-gas sphere, as well as reducing the oil production cost.

Одной из причин недостаточного экономического стимулирования применения методов повышения нефтеизвлечения является использование критерия рациональности разработки по максимуму дисконтированного потока наличности (NPV), традиционно применяющегося с середины XX века [1–4]. Расчет NPV производится приведением разновременных значений потоков наличности (доходов и затрат) к $t=0$ – началу первого расчетного года (как правило $tp=0$). Для оценки рентабельности инвестиционного проекта рекомендуется определить внутреннюю норму доходности вложенных IRR, которая равна норме дисконтирования, при которой накопленный дисконтированный поток наличности в течение периода с tp до $T=0$. Значения NPV и IRR традиционно вычисляются до последнего года T_N с положительным потоком наличности NV_t . При $T=T_M$ значения NPV и IRR максимальны. После T_M реализация технологии экономистами не рекомендуется [5–8].

Согласно работам [1–4], значения NPV_T и IRR_T определяются следующими соотношениями:

$$NPV_t = NV_t / (1+q)^{tp} \quad (1)$$

$$NPV_T = \sum_{t=1}^T NV_t / (1+q)^{tp} \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^T NV_t / (1+IRR_t)^{tp} = 0, \quad (3)$$

где T – текущий год; q – норматив дисконтирования (долл ед.); NV_t – поток наличности в t -м году; NPV_T – дисконтированный поток наличности в t -м году; NPV_T – накопленный дисконтированный поток наличности в T -м году; IRR_T –

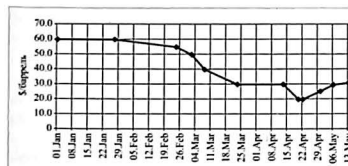
внутренняя норма доходности в T -м году.

В соответствии с литературой [1–4], IRR_T, определенным таким образом, сравнивают с нормой дохода, требуемой инвестором IRR_и. Если IRR_T больше, чем норма IRR_и, инвестиции в данный проект оправданы. Но существуют проблемы определения IRR_T, поскольку уравнение (3), как уравнение T -й степени, допускает T значений IRR_T, из которых, чаще всего, только одно подходит по смыслу [1–3].

Когда недра и недропользователи являются собственностью государства, критерий рациональности разработки по NPV отражает экономическую сторону нефтедобычи. Но когда недра принадлежат государству, а недропользователь является отдельным хозяйствующим субъектом, которому государство передает право извлекать нефть в соответствии с утвержденным проектным документом, этот критерий уже не отражает интересы государства и не способствует увеличению нефтеизвлечения из разрабатываемых месторождений и снижению себестоимости добычи нефти [5–18].

Ниже излагается подход автора, одобренный на заседании круглого стола РАЕН в 2003 г. [18], на заседании секции “Экономика” (под председательством академика РАН Д.С.Львова) Общего собрания РАН 20 декабря 2005 г., на семинаре Института системного анализа РАН (руководитель – В.Н.Лившиц) 22 марта 2006 г. Об этом подходе писали 16 мая 2007 г. бывший Председатель Госплана СССР Н.К.Байбаков и бывший Министр геологии СССР Е.А.Козловский в письме Президенту РФ В.В.Путину [19].

Актуальность снижения себестоимости добычи нефти вызвана интересами повышения экономической эффективности отрасли, и часто меняющейся ценой нефти [20, 21]. На рисунке приведена динамика цен на нефть марки BRENT в 2020 г. [22]. И это притом, что в 2019 г. цена на нефть практически весь год составляла 60 \$/баррель [23].



Динамика цен на нефть марки BRENT в 2020 г.

По данным Morgan Stanley [24], себестоимость добычи в России находится в среднем на уровне 7–8 \$/баррель. Минимальная окупающая стоимость нефти (minimal returnable price MRP of oil) [21] – это стоимость нефти, окупающая затраты, т.е. обеспечивающая нетбэк нефтедобывающей компании на уровне себестоимости добычи. С учетом 75 % налогов в цене российской нефти себестоимость добычи нефти 8 \$/баррель составит необходимую минимальную окупающую стоимость нефти на уровне 32 \$/баррель [25].

Навязывание недропользователю применения современных технологий без экономических критериев неконструктивно. Экономическим конструктивным является использование государством как собственником недр для повышения коэффициента извлечения нефти (КИН), гармонизированного с интересами недропользователя критерия собственной максимальной выгоды – максимума накопленного дисконтированного дохода государства SPVT (годовой доход государства обозначим SVt). В этом случае обеспечивается гармонизация экономических интересов государства и недропользователя через обеспечение недропользователю устраивающей его величины реальной рентабельности IRRR при максимизации накопленного дисконтированного дохода государства SPVT [6–18].

Излагаемая методика оценки рентабельности инвестиционных проектов на основе IRRR приведет к снижению себестоимости добычи нефти, повышению КИН, росту доходности как государства, так и недропользователей.

При таком подходе в выигрыше и государство, и недропользователь, поскольку не происходит перераспределения доходов от недропользователя государству, а распределяется между ними дополнительный доход от продажи нефти, добытой после традиционно рекомендуемого срока окончания добычи ТМ.

Но при реализации инвестиционного проекта важна не только стоимость проекта в начале его реализации, а еще и реальные потоки денег в последующие годы, характеризующие скоростью нарастания этих потоков – внутренней нормой доходности (рентабельности). Когда государство выдает недропользователю (инвестору) лицензию на право разработки месторождения, ему также важна доходность проекта – без этого не оценить привлекательность инвестиционного проекта.

Прежде чем определить реальную внутреннюю норму рентабельности, рассмотрим другие показатели. Срок окупаемости проекта T_0 – наименьшее число лет, за которые вложения окупаются, т.е. $NPV_{T_0} = 0$. Период вложения инвестиций (T_1) – последний год до T_0 , когда значение NV_t и NPV_t отрицательны. Отметим, что T_0 больше T_1 .

Дисконтированный дополнительный объем финансирования (DAF) [1, 2], приведенный к началу года, характеризует проект по объему дополнительных инвестиций в данный проект, которые необходимы для того, чтобы проект был реализован. Значение DAF можно определить по формуле:

$$DAF = -NPV_{T_1} \quad (4)$$

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение накопленного дисконтированного потока наличности к величине накопленного дисконтированного денежного потока от инвестиционной деятельности [1–4]:

$$PI = 1 + NPV_t / DAF. \quad (5)$$

Зная NPV_t , можно определить накопленный компаундированный к концу года T поток наличности NFV_T по формулам:

$$NFV_t = 1 = NV_t, NFV_{t+1} = NFV_t(1+q) + NV_{t+1} \quad (6)$$

Значение реальных затрат на инвестиции будет характеризовать величину $DAFF$, равная сумме компаундированных отрицательных потоков, приведенных к концу последнего года с отрицательными значениями NV_t и NFV_T – году

окончания инвестиционного периода T_1 . Значение $DAFF$ будет определять величину $DAFF$, приведенную к началу реализации проекта. Значения $DAFF$ и $DAFF$ будут определяться по формулам:

$$DAFF = -NFV_{T_1}; DAFF = DAFF(1+q)^n \quad (7)$$

Срок окупаемости проекта T_0 будет определяться соотношением $NFV_{T_0} = 0$ для минимального значения T . Экономический предел реализации проекта – год $T_{из}$, когда $NFV_{T_{из}}$ снова станет равным нулю после T_0 и T_M [6–18]. Значение индекса доходности PI определяется по формуле:

$$PI = 1 + NFV_{T_1} / (DAFF(1+q)^{T-1}) = 1 + NFV_{T_1} / (DAFF(1+q)^T) \quad (8)$$

Введем $NFV_{T_1}^*$ – дисконтированную к концу текущего года сумма потоков наличности NV после периода инвестирования T_1 . Значение $NFV_{T_1}^*$ можно определить по формулам:

$$NFV_{T_1}^* = 0; NFV_{T_1}^* = NFV_{T_1}(1+q) + NV_{T_1}^*; T > T_1 \quad (9)$$

Значения внутренней нормы доходности для T большего T_1 на начало проекта IRR_{T_1} (по отношению к $DAFF$) и приведенное к концу инвестиционного периода IRR_T (по отношению к $DAFF$) определяются по формулам:

$$NFV_{T_1}^* = DAFF(1 + IRR_{T_1})^T \quad (10)$$

$$NFV_{T_1}^* = DAFF(1 + IRR_T)^{T-T_1} \quad (11)$$

Значения IRR_{T_1} (IRR_T) будут характеризовать такую норму дисконтирования, при

Таблица 1

t	КИН	F	NV_t	NPV_t	IRR	q_t	SV_t	NFV_t	NFV_t^*	IRR
1	0.121	16	-12.8	-11.6	—	—	27.8	-12.8	—	—
2	0.129	25	-17.7	-26.2	—	—	78.7	-31.8	—	—
3	0.160	55	90.3	41.6	106	244	214.3	55.3	90.3	105
4	0.182	71	76.3	93.7	146	183	158.8	137.2	175.6	101
5	0.199	79	10.1	100.0	147	11	119.7	161.0	203.3	72
6	0.210	84	-7.3	95.9	—	-7	82.6	169.8	216.3	55
7	0.223	87	-26.0	82.5	—	-27	93.7	160.8	212.0	43
8	0.233	89	-61.5	53.8	—	-75	68.7	115.3	171.6	31
9	0.240	90	-64.2	26.6	—	—	55.8	62.7	124.6	21
10	0.247	91	-87.4	-7.1	—	—	—	-18.4	49.7	6
11	0.254	92	-109	-45.3	—	—	—	-129.3	-54.4	—

которой вложенные средства $DAFF$ ($DAFF$) обеспечат получение итогового количества денег NFV_T^* . IRR_{T_1} характеризует внутреннюю норму рентабельности проекта относительно начала реализации проекта, а IRR_T – внутреннюю норму рентабельности проекта относительно конца срока инвестирования.

Реальная норма доходности IRR_T будет определяться по формуле:

$$NFV_T^* = \sum_{t=1}^T NV_t(1 + IRR_T)^{T-t} \times (1 + q_{m1} / q IRR_T) \quad (12)$$

В табл. 1 приведены значения КИН, обводненности продукции F , NV_t , NPV_t , IRR , q_t – нормы роста накопленного дохода NPV_t ($q_t = NV_t / NPV_{t-1}$), годового дохода государства SV_t , NFV_t , NFV_t^* , IRR . Значения NV_t и NPV_t приведены к началу первого года реализации проекта, а NFV_t и NFV_t^* – к текущему году T при $q_{m1} = 0$. Все денежные потоки нормированы к значению NPV_t и также как значения IRR , IRR_T и q_t указаны в процентах.

В соответствии с работами [1–4] рекомендуемый период реализации инвестиционного проекта $T_{из}$ равен пяти годам. Значение IRR при $T = T_{из}$ равно 147 %. Индекс доходности $PI_{T_{из}}$ равен 3.82.

Из табл. 1 видно, что критерий по максимуму NPV и IRR не учитывает изменение q_t – нормы роста накопленного дохода NPV_t . При $T = 5$ значение q_t равно 11 %, что незначительно больше нормы дисконтирования 10 %. Это означает, что инвестиционный проект (разработка месторождения) с экономической точки зрения будет остановлен на 4-й год, потому что реализовывать инвестиционный проект с нормой доходности чуть больше нормы дисконтирования нет смысла (существует риск реализации проекта) – проще положить деньги в банк. Поэтому инвестиционный проект будет остановлен на 4-й год при $NPV_t = 93.7$, не достигнув $NPV_t = 100$. Собственно и рост IRR с 146 % до 147 % за 5-й год – это не тот рост, который движет экономический интерес.

Поэтому критерий эффективности проекта по максимуму NPV и IRR не всегда учитывает реальные экономические интересы инвестора (недропользователя).

Значения NFV_t не отражают год начала отрицательных потоков наличности NV_t , поскольку небольшое отрицательное значение

NV_t дает падение роста средств только на 7 %, а увеличение NFV_t рассчитывается с ростом 10 %. Но NFV_t и NFV_t^* нужны для расчета IRR .

Как видно из табл. 1, значения IRR можно определять и после T_m и значения IRR отражают тенденцию изменения доходности проекта по значениям q_t .

Рентабельный срок реализации проекта $T_{рен}$ определяется как максимальный год после T_m , когда выполняется соотношение [6–17]:

$$IRR_{T_{рен}} \geq q. \quad (13)$$

Из табл. 1 видно, что предел реализации проекта наступает при $T_{рен} = 9$.

Нефтегазовые технологии отличаются от многих других инвестиционных проектов тем, что с годами их технологическая эффективность уменьшается. Это видно и из рассматриваемого примера – значения NV_t уменьшаются. И здесь весьма значима роль государства по стимулированию получения доходов в собственный бюджет (льготирование нефтедобычи). Безусловно, работа в убыток, и даже с нормой рентабельности немного больше q , для недропользователя нецелесообразна.

В соответствии с работами [5–8], недропользователь должен остановить проект в конце 5-го года, но исходя из проведенного анализа остановка произойдет в конце 4-го года. Если же государство компенсирует часть его потери за счет уменьшения возможных доходов государства от налогов в период отрицательных потоков наличности инвестора (недропользователя) и при малой норме годовой доходности, то можно улучшить показатели инвестиционного проекта как для недропользователя, так и для государства.

Поддержка государством недропользователя возможна только до 7-го года. Если государство от вероятных доходов в бюджет SV_t компенсирует потери недропользователя (отрицательные NV_t) на 4–6-й годы, обеспечив ему 30 %-ый годовой доход от накопленного ранее дохода NPV_t , то недропользователь продолжит реализацию проекта, и в доход государства придут дополнительные суммы – средства, которые не будут получены государством, если оно не поддержит недропользователя.

Рост доходов недропользователя при этом составит 50 %, государства 28 %, а реальная доходность проекта для недропользователя со-

ставит 55 % (табл. 2). Рост NPV на 60 % относительно $NPV_0 = 93,7$ – это реальный интерес недропользователя, поскольку он не требует устройства нового месторождения (финансовых вложений в новый проект).

Норма дополнительной компенсации государством накопленного дохода q_d не обязательно должна быть равна 30 %. При обосновании нормы q_d компенсация государством накопленного дохода недропользователя в период отрицательных NV необходимо обеспечить гармонизацию интересов недропользователя и государства.

Согласованный срок реализации проекта T_u будет определять гармонизацией дохода государства и инвестора (недропользователя), но T_u не будет больше $T_{пр}$.

Таким образом, годом окончания реализации инвестиционного проекта по экономическим показателям T_u не обязательно является $T_{м-}$ – последний год положительного NV_t . Экономически обоснованным годом окончания реализации проекта T_u может быть год перед низким значением нормы роста накопленного дохода текущего года или год прекращения поддержки недропользователя государством, т. е. T_u может быть больше или меньше $T_{м-}$. Это означает, что конечный КИН при окончании реализации инвестиционного проекта добычи нефти может быть больше или меньше КИН при $T = T_{м-}$.

Как видно из табл. 2, значение КИН равно 0.182. А при поддержке государством недропользователя достигается $KIN_{гг} = 0.223$ (причем поддержка государством эквивалентна льготированному налогообложению, и, как видно, осуществляется при высокой обводненности продукции F). Увеличение КИН при льготировании налогообложения составляет 0.041, что

означает повышение нефтеизвлечения на 23 % и уменьшение себестоимости добычи нефти на те же 23 %.

Максимизация накопленного дисконтированного дохода государства SPV эквивалентна максимизации КИН, что требует российский закон "О недрах".

Таким образом, если ранее минимальная окупающая стоимость нефти на основе традиционной позиции была оценена как 25 \$/баррель, то с учетом 23 %-ного снижения себестоимости на основе IRR , минимальная окупающая стоимость нефти составит 25 \$/баррель [1-4].

Российская нефть торгуется с некоторым дисконтом относительно марки BRENT [26]. Значение минимальной окупающей стоимости нефти рассматриваемого проекта 25 \$/баррель уже меньше цены на нефть марки BRENT (31 \$/баррель в начале мая 2020 г.) и среднего значения цены нефти марки BRENT за апрель 2020 г. (27,4 \$/баррель) [27], а вот 32 \$/баррель – выше этих значений. Значит добыча будет экономически обоснованной, что подтверждает высокую значимость предложенного подхода для снижения себестоимости добычи нефти.

Для выбора рациональной технологии разработки нефтяных (и газовых) месторождений (и при анализе других инвестиционных проектов) при государственной собственности на недра (на используемое оборудование, земли) необходимо, учитывая значения NV и NPV , основываться на критерии максимизации накопленного дисконтированного дохода государства (максимизации КИН), достигая при этом гармонизации с интересами недропользователя на основе обеспечения ему высоких значений реальной рентабельности при реализации проекта разработки.

Таблица 2

t	KIN	F	NVt	qT*	NVt*	NPV _t *	IRR*	SVt*	SPV _t	SPV _t *	SPV _t */SPV _t %
1	0.121	16	-12.8	—	-12.8	-11.6	—	27.8	25.3	25.3	—
2	0.129	25	-17.7	—	-17.7	-26.2	—	78.7	90.3	90.3	—
3	0.160	55	90.3	244	90.3	41.6	105	214.3	251.3	251.3	—
4	0.182	71	76.3	183	76.3	93.7	101	158.8	359.8	359.8	100
5	0.199	79	10.1	30	28.1	111.2	77	101.7	434.1	422.9	118
6	0.210	84	-7.3	30	33.3	130.0	64	42.0	446.6	446.6	124
7	0.223	87	-26.0	30	39.0	150.0	55	28.7	461.3	461.3	128
8	0.233	89	-61.5	—	-61.5	—	44	—	—	—	—
9	0.240	90	-64.2	—	-64.2	—	35	—	—	—	—
10	0.247	91	-87.4	—	-87.4	—	27	—	—	—	—
11	0.254	92	-109	—	-109	—	17	—	—	—	—

Решением круглого стола РАЕН "Проблемы взаимоотношений государства и нефтяного бизнеса" 28.02.2003 г. предложенный автором критерий реальной рентабельности было рекомендовано использовать в практических экономических оценках [18].

Следовательно, только за счет учета IRR проекта и согласования её значения недропользователем и государством можно увеличить КИН на 0.02-0.04, и снизить себестоимость добычи нефти на 20 %, что весьма значимо для отрасли в целом.

Из проведенного анализа видно, что экономическая оценка рентабельности инвестиционных проектов на основе IRR и NPV заставляет руководителей принимать к реализации только проекты с высоким значением IRR для

гарантии реальной экономической эффективности.

Огромная часть запасов нефти в мире относится к категории трудноизвлекаемых, где ожидать высокую рентабельность не приходится. В ряде случаев необходима государственная поддержка недропользователя для заинтересованности его в добыче нефти из таких месторождений. Поэтому экономические оценки рентабельности проектов разработки должны быть как можно более точными.

Критерий IRR обеспечивает надежное прогнозирование реальной эффективности технологических решений и приведет к широкому и активному применению современных технологий в нефтегазовой отрасли, также снижающих себестоимость добычи нефти.

Список литературы

1. Дерягин А.Л., Халил Д.с., Каскенов Л.Д. Финансово-экономическая оценка минеральных месторождений. – М.: НИУ, 2000, 176 с.
2. Вилеский П.Л., Лышца В.Н., Смаков С.А. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / Минздравсоцразвития РФ, Минфин РФ. – М.: Дело, 2002, 888 с.
3. Лышца В.Н. Инвестиционные проекты: учебно-методическое пособие. – М.: АИХ РФ, Изд-во Делю, 2004, 528 с.
4. Лышца В.Н. Разработка нефтяных месторождений – проектирование и анализ. – М.: ООО "Недра-Инженеринг", 2003, 638 с.
5. Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья / Управлению Разведки и оценки запасов Минприроды России № 12-р от 18.05.2016 г., 179 с. http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_254640/
6. Халил А.Я. Извлечение и трудноизвлекаемые запасы нефти // ТЭК, 2002, № 2, с. 28-29.
7. Халил А.Я. Особенности технико-экономической оценки разработки нефтяных месторождений // Естественные и технические науки, 2003, № 6, с. 127-135.
8. Халил А.Я. Инвестиционная привлекательность нефтегазовых технологий // Материалы V Конгресса нефтегазовых технологий России 8-10 сентября 2004 г. в г. Казань. – Казань: ЗАО "Новое знание", 2004, с. 109.
9. Халил А.Я. Рентабельность нефтегазовых технологий // ТЭК, 2005, № 1-2, с. 229-230.
10. Халил А.Я. Анализ рентабельности инвестиционных проектов. – М.: Ступени, 2005, илл. 2, 14 с.
11. Khalkin A.Ya. The Modern Trend in Estimation of EOR/IOR Technologies Profitability // 13-th European Symposium on Improved Oil Recovery, Budapest, Hungary, 25-27 April 2005, D27, p. 9.
12. Khalkin A.Ya. Profitability of Foamy Technologies // 26th IEA Annual Workshop & Symposium on Enhanced Oil Recovery, JOGMEC, Chiba, Japan, September 25-29, 2005, Proceedings, B11, 9 p.
13. Khalkin A.Ya. Economic criteria of IOR/EOR technologies profitability // SPE ATW Water Management, Moscow, Russia, 4-7 December 2006, 8 с. <http://spondon.spe.org/06amec>.
14. Халил А.Я. Учет государственной собственности на недра при выборе рациональных вариантов разработки // Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей (четвертой) стадии. Материалы расширенного заседания ЦКР Роснедра (нефтяная сессия) 4-5 декабря 2007, Сборник докладов. – М.: ИП РАЕН, 2008, с. 283-292.
15. Халил А.Я. Учет государственной собственности на недра в нефтегазовой сфере // Актуальные проблемы экономики и права, 2008, № 2(6), с. 35-39.
16. Khalkin A.Ya. Elected articles on EOR/IOE, hydrocarbon economics and nanotechnologies // LAP LAMBERT, Academic Publishing, GmbH & Co. KG, Dachscher Landstraße 99, 66123 Saarbrücken Germany, 2011, 238 p.
17. Халил А.Я. Наимеловина и накопленного дохода нефти и газа / под ред. член-корр. РАН Г.К. Сафаралиева. – М.: Издательство ИГиГ, 2010, 692 с.
18. Материалы круглого стола РАЕН "Проблемы взаимоотношений государства и нефтяного бизнеса" // Наука и технология углеводородов, 2003, № 2, с. 47-49.
19. Колосовский Е.А. Илльабное-2. Минерально-сырьевые ресурсы России. – М.: ООО "Центр компьютерных технологий и природопользования", 2009, 580 с.
20. http://Annual Average Crude Oil Price from 1946 to the present; http://lektisia.com/4x843.html; http://russiancouncil.ru/mnen/7id_4=8548/top-content; http://ruexpert.ru; http://www.finam.ru; https://www.calc.ru/dinamika-Brent.html; https://yandex.ru/search/?text=2016&lr=213&clid=47656
21. Халил А.Я. Минимальная окупающая стоимость нефти // Естественные и технические науки, 2017, № 12, с. 150-156.
22. Динамика цены нефти марки Brent за 2020 г. <https://www.calc.ru/dinamika-Brent.html#f-date=2020>
23. Динамика цены нефти марки Brent за 2019 г. <https://www.calc.ru/dinamika-Brent.html#f-date=2019>
24. Яценко И.Г. Нефть может упасть в цене до 20 долларов за баррель // Эхо Москвы, 16 января 2015 г. http://echo.msk.ru/blog/yavinsky_g/1474998-echo/
25. Из чего складывается мировая цена российской нефти марки Urals // Аргументы и факты, 2008, № 43, 22-28 октября 2008 г., с. 16.
26. Халил А.Я. Основы нефтегазоведения // Учебное пособие МГУ им. М.В. Ломоносова. УдГУ, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – М.: Нефть и газ, 2017, 394 с.
27. http://Annual Average Crude Oil Price from 1946 to the present; http://lektisia.com/4x843.html; http://russiancouncil.ru/mnen/7id_4=8548/top-content; http://ruexpert.ru; http://www.finam.ru; https://www.calc.ru/dinamika-Brent.html; https://yandex.ru/search/?text=2016&lr=213&clid=47656

1. Dergachev A.L., Khil Dzh., Kazachenko L.D. Finansovo-ekonomicheskaya otsenka mineral'nykh mestorozhdeniy. – M.: MGU, 2000, 176 s.
2. Vilenskiy P.L., Livshits V.N., Smolyak S.A. Metodicheskie rekomendatsii po otsenke effektivnosti investitsionnykh proyektov // *Minekonomiki RF, Minfin RF*. – M.: Delo, 2002, 888 s.
3. *Limitovskiy M.A.* Investitsionnyye proyekt: uchebno-metodicheskoye posobie. – M.: ANKH RF, Izd-vo Delo, 2004, 528 s.
4. *Lysenko V.D.* Razrabotka neflyanykh mestorozhdeniy – proyektirovaniye i analiz. – M.: OOO "Nedra-Biznescentr", 2003, 638 s.
5. *Metodicheskie rekomendatsii po podgotovke tekhnicheskikh proyektov razrabotki mestorozhdeniy uglevodородного syr'ya* // *Utverzhdeniy Raspor-yazheniyem Minprirody Rossii No 12-r ot 18.05.2016 g.*, 179 s. http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_256461/, <https://legallacts.ru/doc/raspor-yazhenie-minprirody-rossii-ot-18052016-n-12-r-ob-utverzhdenii/>.
6. *Khavkin A.Yu.* Izevkaemye i trudnoizvlekaemye zapasy nefli // *TEK*, No 2, s. 28-29.
7. *Khavkin A.Yu.* Osobennosti tekhniko-ekonomicheskoy otsenki razrabotki neflyanykh mestorozhdeniy // *Yestestvennyye i tekhnicheskie nauki*, 2003, No 6, s. 127-135.
8. *Khavkin A.Yu.* Investitsionnaya privlekatel'nost' neflegazovykh tekhnologiy // *Materiyal'y V Kongressa neflegazopromyshlennikov Rossii*, 8-10 sentyabrya 2004 g. v g. Kazan'. – Kazan': ZAO "Novoye znanie", 2004, 109 s.
9. *Khavkin A.Yu.* Rentabelnost' neflegazovykh tekhnologiy // *TEK*, 2005, No 1-2, s. 229-230.
10. *Khavkin A.Yu.* Analiz rentabel'nosti investitsionnykh proyektov. – M.: Sputnik+, 2005, izd. 2, 14 s.
11. *Khavkin A.Yu.* The Modern Trend in Estimation of EOR/IOR Technologies Profitability // *13th European Symposium on Improved Oil Recovery*. Budapest, Hungary, 25-27 April 2005, D27, 8 p.
12. *Khavkin A.Yu.* Profitability of Foamy Technologies // *26th IEA Annual Workshop & Symposium on Enhanced Oil Recovery*. JOGMEC, Chiba, Japan, September 25-29, 2005, Proceedings, B1, 9 p.
13. *Khavkin A.Yu.* Economic criteria of IOR/EOR technologies profitability // *SPE ATW Water Management*, Moscow, Russia, 4-7 December 2006, 8 p. <http://Spelondon.spe.org/06amsc>.
14. *Khavkin A.Yu.* Uchyot gosudarstvennoy sobstvennosti na nedra pri vybore racional'nykh variantov razrabotki // *Metody povysheniya effektivnosti razrabotki neflyanykh mestorozhdeniy v zavershayushchey (chetvertoy) stadii*. *Materiyal'y rasshirennoy zasedaniya TSKR Rosnedra (neflyanaya sektsiya)*, 4-5 febr'yabrya 2007 g., sbornik dokladov. – M.: NP RAEN, 2008, s. 283-292.
15. *Khavkin A.Yu.* Uchyot gosudarstvennoy sobstvennosti na nedra v neflegazovoy sfere // *Aktual'nye problemy ekonomiki i prava*, 2008, No 2(6), s. 5-39.
16. *Khavkin A.Yu.* Elected articles on EOR/IOR, hydrocarbonic economics and nanotechnologies // *LAP LAMBERT, Academic Publishing, GmbH & Co.* G Dudweiler Landstraße 99, 66123 Saarbrücken, Germany, 2011, 238 p.
17. *Khavkin A.Yu.* Nanoyavleniya i nanotekhnologii v dobyche nefli i gaza / pod red. chlen-korr. RAN G.K. Safaraliyeva. – M.: Izevsk: IIKI, 2010, 692 s.
18. *Materiyal'nyy kruglogo stola RAEN "Problemy vzaimootnosheniya gosudarstva i neflyanogo biznesa"* // *Nauka i tekhnologiya uglevodородov*, 2003, No 1, s. 47-49.
19. *Kozlovskiy E.A.* Izbrannoye-2. Mineral'no-sir'yevye resursy Rossii. – M.: OOO "Tsentr kompyuternykh tekhnologiy v prirodepol'zovanii", 2009, 580 s.
20. *Annual Average Crude Oil Price from 1946 to the present*; <http://lektisia.com/4x843.html>; [http://ruxpert.ru/](http://russiancouncil.ru/inner/?id_4=8548&top-content:tp://ruxpert.ru/); <http://www.finam.ru/>; <https://www.calc.ru/dinamika-Brent.html>; <https://yandex.ru/search/?text=2016&lr=213&clid=47656>
21. *Khavkin A.Yu.* Minimal'naya okupayushchaya stoimost' nefli // *Yestestvennyye i tekhnicheskie nauki*, 2017, No 12, s. 150-156.
22. *Dinamika tseny nefli marki BRENT za 2020 g.* <https://www.calc.ru/dinamika-Brent.html?date=2020>
23. *Dinamika tseny nefli marki BRENT za 2019 g.* <https://www.calc.ru/dinamika-Brent.html?date=2019>
24. *Yavlinskiy G.* Nefl' mozhet upast' v tsene do 20 dollarov za barrel' // *Ekho Moskvy*, 16 yanvarya 2015 g. http://echo.msk.ru/blog/yavlinsky_g/1474978-echo/.
25. *Iz chego skladyvaetsya mirovaya tsena rossiyskoy nefli marki Urals* // *Argumenty i fakty*, 2008, No 43, 22-28 oktyabrya 2008 g., 16 s.
26. *Khavkin A.Yu.* Osobnyye neflegazodobychi // *Uchebnoye posobie MGU im. M.V. Lomonosova, UdGU, RGU nefli i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina*. – M.: NIU, 2017, 394 s.
27. *Annual Average Crude Oil Price from 1946 to the present*; <http://lektisia.com/4x843.html>; [http://ruxpert.ru/](http://russiancouncil.ru/inner/?id_4=8548&top-content:tp://ruxpert.ru/); <http://www.finam.ru/>; <https://www.calc.ru/dinamika-Brent.html>; <https://yandex.ru/search/?text=2016&lr=213&clid=47656>