

КИН с учётом естественного восполнения запасов



Валерий Асхатович ИКТИСАНОВ

– заведующий лабораторией
гидродинамических исследований института
«ТатНИПИнефть», д. т. н., профессор,
e-mail: iktissanov@tatnipi.ru

Фёдор Дмитриевич ШКРУДНЕВ –

полномочный представитель Президента
РФ в Ленинградской области в 1993–1999
гг., Председатель Президиума Русского
Научно – Технического Общества
e-mail: rnto369@gmail.com

Valery IKTISANOV –

PhD, Professor, Head of Laboratory for
Hydrodynamic Research, Wells, Reservoirs and
Hydrocarbon Research Department, Tatar Oil
Research and Design Institute (TatNIPIneft),
e-mail: iktissanov@tatnipi.ru

Feodor SHKRUDNEV –

Presidential Plenipotentiary Envoy in the
Leningrad Region (1993–1999), Presidium
Chairman, Russian Scientific Technical
Society,
e-mail: rnto369@gmail.com

Аннотация

На некоторых давно разрабатываемых месторождениях наблюдается превышение накопленной добычи над извлекаемыми, а иногда и начальными

геологическими запасами. Суть этого процесса в большинстве случаев связана с естественным восполнением запасов нефти на месторождении, чему имеется всё больше подтверждений различных учёных. В статье предложен метод описания этого процесса и разделения нефти на изначальную и «новую». Подтвержден ряд известных выводов, в частности, существование длительного периода добычи нефти с уровнем 10–15 % от максимальной. Обнаружено, что для терригенных объектов Ромашкинского месторождения обнуление добычи изначальной нефти наступает примерно через 40–50 лет, а далее добывается вновь поступившая нефть. **Ключевые слова:** нефть, КИН, нефтеотдача, геологические запасы, прирост запасов, подпитка.

Abstract

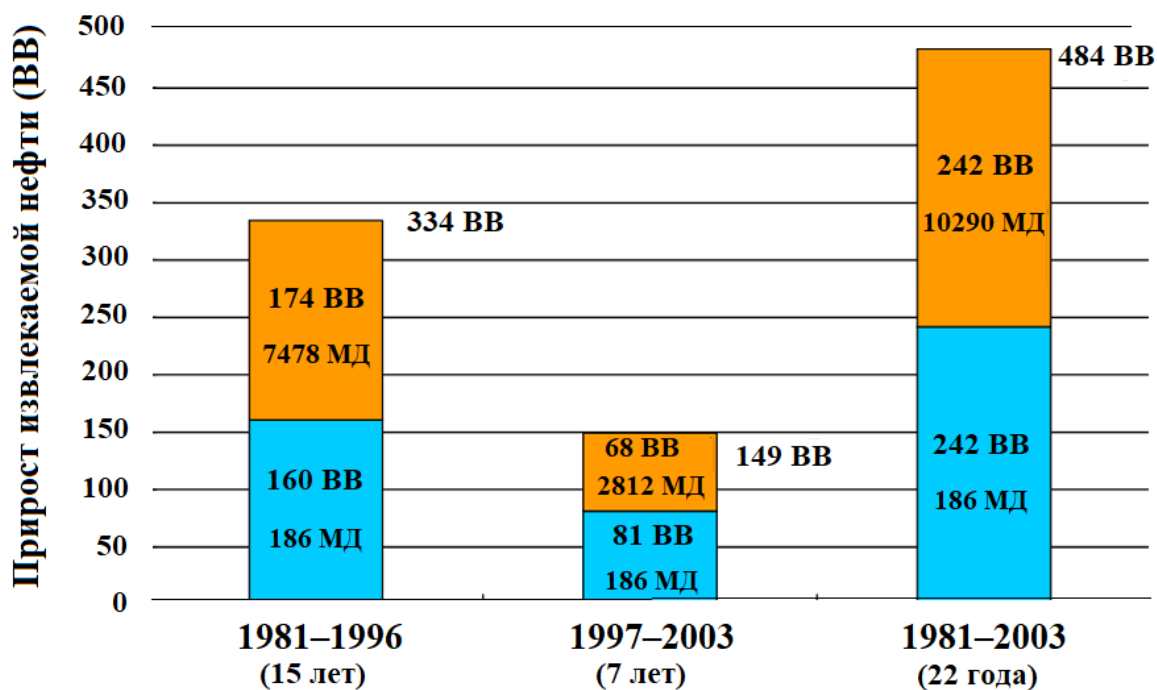
In some fields that have been developed for a long time, there is an excess of cumulative production over recoverable, and sometimes even initial, geological reserves. The essence of this process in most cases is associated with the natural replenishment of oil reserves in the field, which is more and more confirmed by various scientists. The article proposes a method for describing this process and separating oil into original and «new». A number of well-known conclusions have been confirmed, in particular, the existence of a long period of oil production with a level of 10–15 % of the maximum. It was found that for the terrigenous objects of the Romashkinskoye field, the initial oil production is reset to zero in about 40–50 years, and then the newly supplied oil is produced.

Keywords: oil, oil recovery factor, oil recovery, geological reserves, reserves increment, recharge.

По теме коэффициента извлечения нефти (КИН) опубликовано множество работ известных учёных, которые подробно сопоставили динамику КИН по различным странам и месторождениям, описали составляющие этого коэффициента в зависимости от типа коллекторов, физико-химических свойств нефтей, методов увеличения нефтеотдачи и так далее. Закономерно возникает вопрос, что авторы данной статьи хотели привнести нового в определение коэффициента извлечения? Ответ на этот вопрос простой – учесть несоответствие накопленной добычи и изначальных геологических запасов, наблюдаемое на длительно разрабатываемых месторождениях.

Исследования показали: прирост мировых запасов нефти по старым месторождениям превышает добычу углеводородов на новых месторождениях.

Примеров превышения накопленной добычи над извлекаемыми (и иногда геологическими) запасами накопилось множество. Так, по данным специалиста американской геологической службы D. L. Gautier (Д. Готье) постоянный прирост извлекаемых запасов наблюдается у месторождений бассейна Сан Джоакин (San Joaquin) в Калифорнии, месторождений в Северном море, месторождения Зулуф в Саудовской Аравии и других. Выполненный им анализ показал, что прирост мировых запасов нефти по старым месторождениям превышает добычу углеводородов на новых месторождениях (рис. 1). Классическим примером прироста извлекаемых запасов является более чем столетняя история разработки месторождения Мидвей-Сансет (Midway Sunset) в Калифорнии (рис. 2). В 60-е годы на этом месторождении активно применяли передовые методы повышения нефтеотдачи: закачку пара и внутрипластовое горение, однако прирост запасов происходит постоянно.



Оранжевый цвет – новые месторождения (МД),
голубой – прирост добычи по нефтяным месторождениям (МД)

*Рис. 1. Открытие новых месторождений
и прирост запасов на старых месторождениях
в период с 1981 по 2003 годы (данные от IHS Energy Group)*

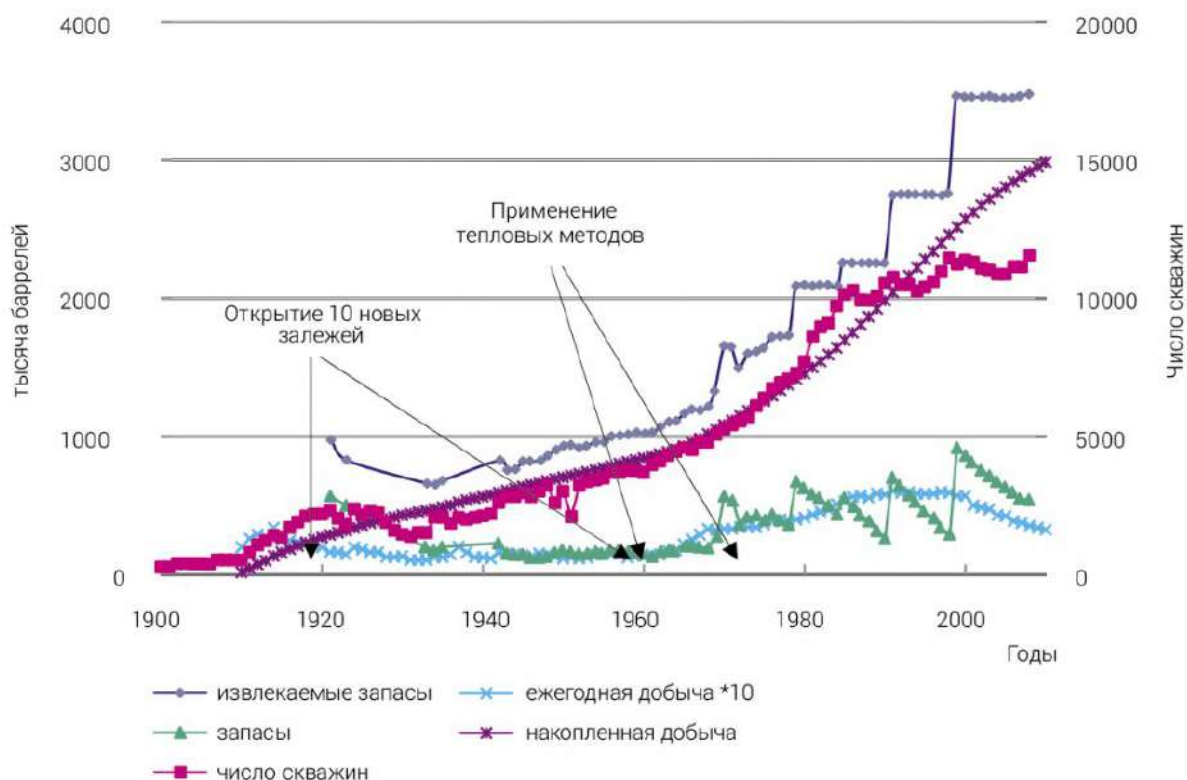


Рис. 2. Динамика годовой и накопленной добычи, геологических и извлекаемых запасов, количества скважин на месторождении Мидвей-Сансет (из выступления Д. Готье, март 2013 г.)

В России в качестве примера можно привести месторождения на Северном Кавказе и в Ставропольском крае, для которых первоначально подсчитанные запасы нефти были многократно превышены добычей в процессе их многолетней разработки [1].

На крупнейшем Ромашкинском нефтяном месторождении в Татарстане, которое разрабатывается уже более 75 лет, в последние десятилетия наблюдается своеобразное «второе дыхание».

При этом, это месторождение является хорошо изученным. С. Н. Закиров и соавторы [2] на примере Шебелинского газового месторождения, разрабатываемого на газовом режиме, показали, что при начальных запасах около 430 млрд кубометров, накопленный приток глубинного газа составил около 80 млрд кубометров. Причины изменения извлекаемых запасов широко известны:

- повышение степени достоверности геологической информации в процессе разбуривания залежей и совершенствования методов геофизических исследований скважин;

- использование методов повышения коэффициента нефтеизвлечения, новых типов скважин, методов закачивания и других.

Однако в ряде случаев речь идёт о таком превышении, которое уже невозможно объяснить ни детализацией запасов, ни увеличением коэффициента извлечения нефти. Все эти факты привели к идее о подпитке месторождений, которую озвучил ряд известных отечественных исследователей – Р. Х. Муслимов, В. П. Гаврилов, Н. П. Запивалов, С. Н. Закиров, В. А. Трофимов, В. Г. Изотов, В. И. Корчагин, Р. Р. Ибатуллин, А. И. Тимурзиев, К. Б. Аширов, А. А. Баренбаум и другие. Конечно не следует думать, что активная подпитка наблюдается на всех месторождениях. Существует множество объектов разработки, в которых не достигается проектный коэффициент извлечения нефти. В связи с этим некоторые ученые полагают, что процесс подпитки месторождений надуман, а парадокс увеличения запасов нефти при каждом последующем подсчёте и возрастание добычи нефти объясняется несовершенством учёта запасов [3]. Безусловно, с погрешностью определения геологических запасов следует согласиться, но добытая за длительное время нефть не может превышать все потенциально возможные нефтенасыщенные структуры региона [1].

На месторождениях Северного Кавказа и в Ставропольском крае первоначально подсчитанные запасы нефти были в несколько раз превышены добычей в процессе их многолетней разработки.

В настоящее время в научной среде идёт активное обсуждение возможного механизма подпитки [4–6]. Наше представление по физике этого процесса в корне отличается от существующих мнений по данному вопросу [7–9]. Но в данном случае не будем касаться механизма подпитки, а рассмотрим другую, не менее важную проблему: описание процесса восполнения запасов и определение коэффициента извлечения с учётом этого фактора.

Для решения поставленной задачи необходимо, в первую очередь, разделить изначальную нефть, которая содержалась в залежи, и «новую» нефть, поступающую в залежь в результате её разработки. Для этого представим процесс добычи нефти в виде добычи воды из колодца, а ещё лучше, пуска добывающей скважины, в работу при изменении уровня жидкости в затрубном пространстве. Вначале приток жидкости происходит из затрубного пространства, что эквивалентно добыче извлекаемых запасов на месторождении. Далее, по мере уменьшения уровня в затрубном пространстве скважины подключается приток жидкости из пласта, что является аналогом поступления нефти в залежь или подпитки. Из теории интерпретации кривой

восстановления давления (КВД) известно, что после притока, определяемый изменением уровня жидкости в затрубном пространстве, практически исчезает при достижении радиального потока, а тем более при влиянии границ пласта.

Для рассматриваемого случая это является эквивалентом времени, при котором происходит добыча только «новой» нефти. Данный процесс был смоделирован при помощи программы Toraze, предназначенной для анализа добычи. Описание ежегодной и накопленной добычи выполнялось для моделей вертикальной скважины, переменного коэффициента притока и круговой границы с постоянным давлением. Практически такие же результаты интерпретации были получены и при помощи программы Saphir, в которой вместо давления задавалась накопленная добыча и рассчитывалась логарифмическая производная накопленной добычи. Использование программы Saphir позволяет более наглядно увидеть основные режимы потока на билогарифмическом графике (рис. 3).

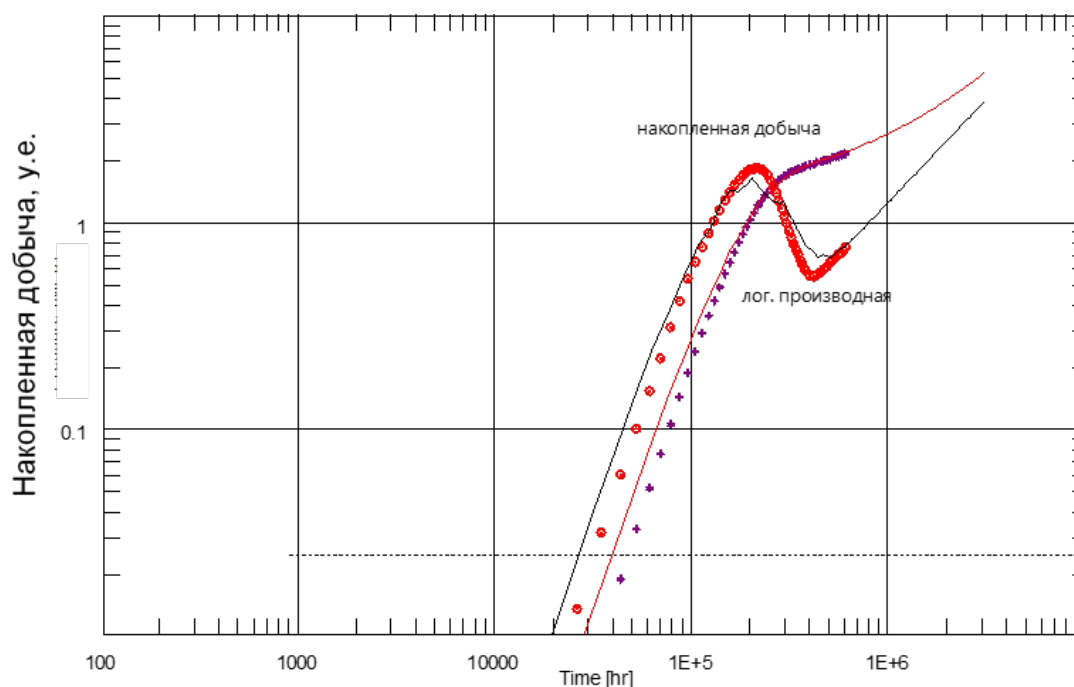


Рис. 3. Билогарифмический график в программе Saphir для кыновско-пашийских отложений Ромашкинского месторождения при замене давления накопленной добычей

По результатам интерпретации кривых получено значительное снижение коэффициента после притока с течением времени, что по физическому смыслу свидетельствует об ускоряющемся сокращении добычи изначальной нефти (таблица 1). В частности, об этом свидетельствует значительное превышение начального коэффициента послепритока C_i над конечным C_f при использовании модели Хагемана.

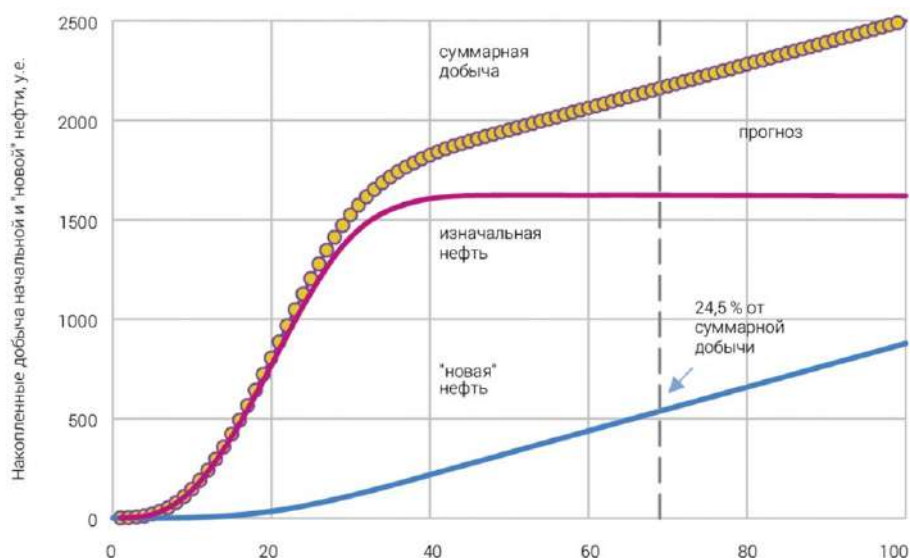
Таблица 1. Основные результаты интерпретации динамики добычи

Объект разработки	Отношение начального коэффициента послепритока к конечному, C/C_0	Время наступления радиального потока или влияния границ пласта, лет
Кыновско-пашийские отложения Ромашкинского месторождения	916	48
Бобриковский горизонт 1 залежи Ромашкинского месторождения	51,2	38
2 блок Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения	59,5	45

Выраженный участок радиального потока с постоянством логарифмической производной достигается не всегда. Этому обычно препятствует более раннее появление псевдоустановившегося режима, вызванного появлением круговой границы пласта с постоянным давлением, о чём свидетельствует появление единичного угла наклона для давления и производной при большом времени. Приток нефти через круговую границу для рассматриваемого случая является эквивалентом поступления нефти в залежь.

В среднем для рассматриваемых объектов обнуление добычи «старой» нефти наступает примерно через 40–50 лет. После этого времени идёт добыча только «новой» нефти. Полученные коэффициенты модели позволяют выполнить прогноз добычи. Для кыновских и пашийских отложений, то есть основных объектов разработки Ромашкинского месторождения, прогноз свидетельствует о постоянстве добычи на протяжении столетий с уровнем около 13 % от максимального производства. Аналогичные результаты были получены нами ранее при использовании иных способов описания процесса послепритока [8]. Более наглядно добыча «старой» и «новой» нефти представлена в декартовых координатах на рис. 4.

Полученные зависимости для Ромашкинского месторождения подтверждают, что поступление «новой» нефти увеличивается по мере отбора нефти из залежи с некоторым запозданием. Данный факт лишний раз подтверждает, что существуют два реальных процесса, которые необходимо разделять – восполнение запасов нефти за счет её подпитки и прирост запасов за счет детализации геологического строения, уменьшения некондиционных запасов и так далее. Из рис. 4 видно, что поступление «новой» нефти за 70-летнюю историю разработки составило около 24,5 % от накопленной добычи. Схожие тенденции наблюдались и для других объектов разработки. Отличие заключалось в различном времени обнуления добычи изначальной нефти и различном стабильном уровне её ежегодного производства.



*Рис. 4. Динамика накопленной добычи и новой нефти
для кыновско-пашийских отложений Ромашкинского месторождения*

Зная геологические запасы и накопленную добычу «старой» нефти, можно рассчитать КИН без влияния подпитки и сопоставить его с традиционно определяемым коэффициентом извлечения. Разность этих КИН покажет вклад природного процесса в восполнение запасов, который часто приписывают другим мероприятиям – методам увеличения нефтеотдачи (МУН) и приросту запасов при пересчёте.

К сожалению, как уже отмечалось, достоверное определение геологических запасов представляет собой сложную задачу. К тому же она отягощается корректировками в угоду интересам нефтяных компаний. Например, геологическим службам компаний, разрабатывающим старые месторождения, с одной стороны нельзя показывать значительный прирост запасов, так как это может сказаться на отмене льгот по НДС, исчисляемых миллиардами рублей, с другой – нельзя снижать запасы, так как это ведёт к снижению капитализации компании. При этом ещё каким-то образом необходимо объяснять текущую добычу, не достигая абсурдных значений КИН. В результате этого и наблюдаются различные «игры» по включению и выключению забалансовых запасов как по разрезу, так и по площади, изменению коэффициентов вытеснения, охвата и др. Именно поэтому КИН может как традиционно увеличиваться с течением времени, так и снижаться (рис. 5). Вместе с тем, учёт реального природного процесса – восполнения запасов – позволяет избежать большинства этих проблем.

Для того чтобы КИН был ближе к реальности, т. е. показывал степень извлечения, необходимо изменить традиционное уравнение, добавив к знаменателю ещё накопленную «новую» нефть:

$$\text{КИН} = \frac{\sum_{i=1}^N Q_i}{G + \sum_{i=1}^N V_i} (1)$$

В пределе такой КИН должен стремиться к единице, в отличие от традиционного определяемого коэффициента извлечения нефти при постоянстве запасов (рис. 6).

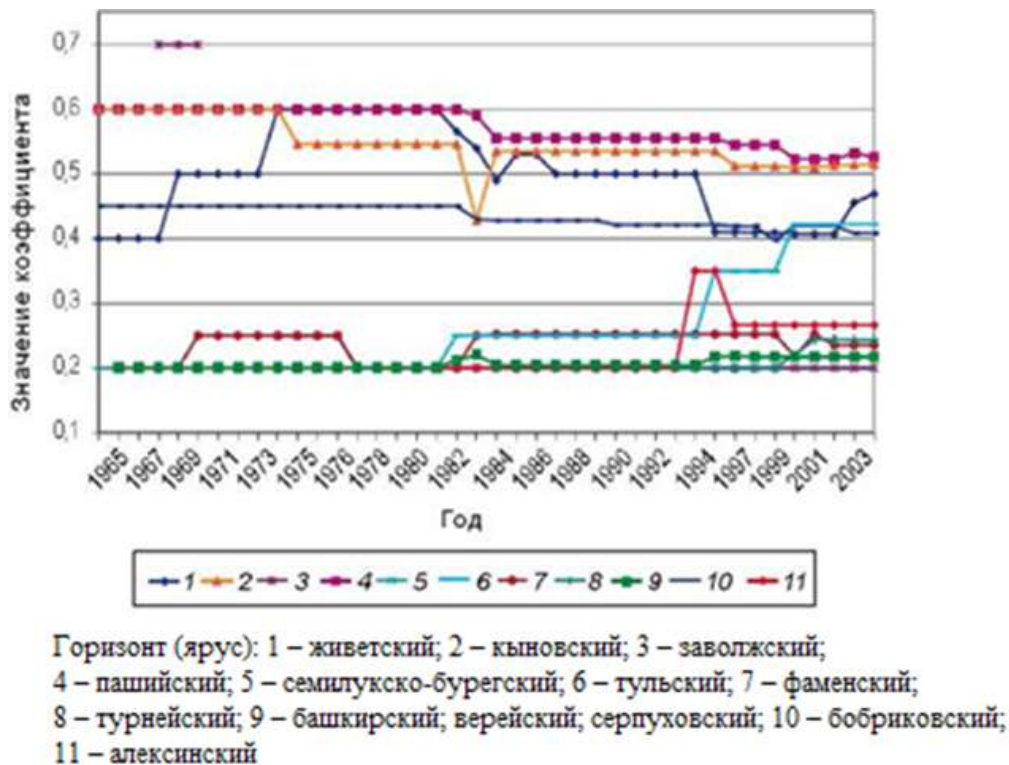


Рис. 5. Динамика КИН по Ромашкинскому месторождению
(взято из работы В. Г. Базаревской)

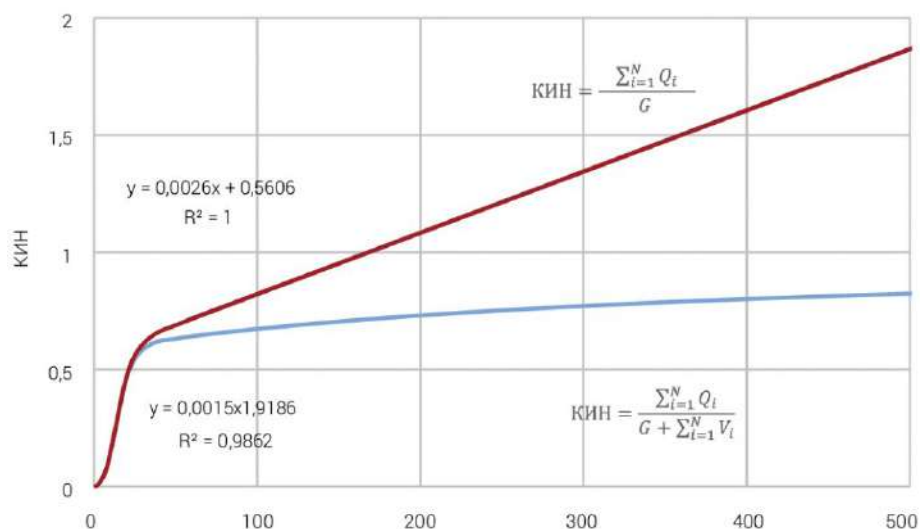


Рис. 6. Динамика КИН, определенного различными способами,
на примере данных для второго блока
Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения

Располагая традиционным КИН и отношением накопленной добычи новой нефти к суммарной добыче, $\sum_{i=1}^N V_i$ можно рассчитать коэффициент извлечения без учёта подпитки. Например, если взять за исходные данные КИН равным 0,52 для кыновско-пашийских отложений Ромашкинского месторождения в 2003 году согласно работе [3] и соотношение накопленной синтезируемой нефти к общей накопленной добыче на эту дату 18,2 %, то истинный КИН составит 0,48. Всё, что выше этого значения на 2003 год, достигнуто в результате естественного поступления нефти в месторождение.

В итоге, в сравнении с классическими стадиями разработки, период завершения добычи оттягивается на неопределенное количество времени, поэтому полностью подтверждается предположение Р. Х. Муслимова об ошибочности термина «заключительная стадия разработки» [10]. В связи с подпиткой месторождений, нефть можно смело отнести к возобновляемым ископаемым, как и полагал В. П. Гаврилов. В общем случае добыча нефти после выработки исходных извлекаемых запасов невелика и составляет в среднем 10–15 % от максимальной добычи. Более точные значения этого уровня добычи зависят от всей предыстории, способов разработки, особенностей залежи и другого. Для ряда месторождений, на которых не удалось организовать достижение приемлемых показателей КИН, возобновление запасов практически будет незаметным.

Таким образом, несоответствие накопленной добычи и изначальных геологических запасов, наблюдаемое на ряде длительно разрабатываемых месторождений, необходимо разрешать не при помощи постоянного прироста запасов при их пересчете и не за счет завышения эффекта от методов увеличения нефтеотдачи, а при помощи учёта реального природного процесса – подпитки месторождений нефтью.

Для этой цели предложен метод разделения добычи нефти на изначальную и «новую». Результаты выполненных расчетов свидетельствуют, что для терригенных объектов Ромашкинского месторождения обнуление добычи изначальной нефти наступает примерно через 40–50 лет. Для кыновских и пашийских отложений этого месторождения накопленная добыча на 70-й год разработки почти на четверть представляла собой вновь поступившую нефть. Для того, чтобы коэффициент извлечения характеризовал реальное извлечение нефти, рекомендуется его расчет производить с учётом поступления нефти в залежь.

Использованные источники:

1. Гаврилов В. П. Ресурсы нефти и газа возобновляемы. – URL: http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/Neft%20gas%20vozobnovlyemy.pdf
2. Закиров С. Н., Индрупский И. М., Закиров Э. С. и др. // Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа: Часть 2, М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2009. 484 с.
3. Базаревская В. Г. Уникальное Ромашкинское месторождение Татарстана – неиссякаемый источник прироста запасов нефти // Георесурсы. 2006, № 2 (19). С. 9–11.
4. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений / Р. Х. Муслимов, В. А. Трофимов, И. Н. Плотникова, Р. Р. Ибатуллин, Е. Ю. Горюнов. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2019. 264 с.
5. Камалеева А. И., Кодина Л. А., Власова Л. Н., Богачева М. П., Галимов Э. М. «Аномальные» нефти Татарстана: генетические корреляции, возможное происхождение // Доклады Академии наук. 2014. Камалеева А. И., Кодина Л. А., Власова Л. Н., Галимов Э. М. Исследование органического углерода в породах кристаллического фундамента и коры выветривания Татарстана // Геохимия. 2013, № 1. С. 16–26.
6. Тимурзиев А. И. Фундаментная нефть осадочных бассейнов – альтернатива «сланцевому» сценарию развития ТЭК России (на примере Западной Сибири) // Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2019. С. 12–15.
7. Иктисанов В. А., Шкруднев Ф. Д. Загадочная тёмная маслянистая жидкость. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. 104 с.
8. Иктисанов В. А. Скорость синтеза нефти при разработке месторождений // Нефтепромысловое дело. 2017, № 4. С. 49–54.
9. Иктисанов В. А., Шкруднев Ф. Д. Возобновляемая нефть // Энергетическая политика, №3(141), ноябрь 2019. С. 32–41.
10. Иктисанов В. А., Закиров С. Н. Особенности стадии стабильной добычи длительно разрабатываемых нефтяных месторождений // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». № 3(19) 2019. С. 44–60. – URL: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_be84b4f2c77f41708d5ae377fe5d82be.pdf

Источник: <https://energypolicy.ru/v-iktisanov-f-shkrudnev-kin-s-uchetom-es/neft/2020/12/10/>