

## **ДИНАМИКА ЖИЗНИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Н.П. Запивалов**

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Томский политехнический университет, г. Томск

(Данная работа является результатом 60-летней деятельности автора в нефтегазовой геологии, с учетом производственного опыта, накопленных знаний и профессиональных выводов)

*Природа даже в состоянии хаоса может  
действовать только правильно и слаженно.*

*И. Кант*

### **Аннотация**

В настоящее время проблема увеличения нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях является ключевой в нефтегазовой теории и практике. Разрабатывается и внедряется много различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН)<sup>1</sup>. Но насильственные вторичные, третичные и четвертичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН - EOR) не обеспечивают масштабного эффекта. Дополнительный объем нефти за счет этих методов является небольшим по сравнению с общим объемом добываемой нефти. В мире насчитывается 1500 действующих проектов, и годовой прирост добычи за счет МУН оценивается в 100-120 млн. тонн. Это всего лишь 2% от всей добываемой нефти в мире, что равнозначно суммарной потере при транспортировке.

Автор предлагает принципиально новую научно-технологическую парадигму освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов.

### **Авторские концепции (в тезисной форме)**

- Углеводородные соединения установлены и предполагаются повсеместно на нашей планете и в космосе. Человеческая цивилизация всегда будет пользоваться углеводородами, которые никогда не иссякнут.

- Углеводородные скопления в разных формах и объемах имеются практически во всех сферах земной коры, но распространены они неравномерно (Запивалов, Попов, 2003).

- Месторождения нефти и газа достоверно устанавливаются после их выявления бурением оптимальным объемом разведочных работ, получением соответствующих характеристик, подсчетом запасов и точной стратиграфической привязкой. Любые другие прогнозы являются только предположением о наличии УВ скоплений.

- Промышленные залежи (месторождения) являются объектами для рентабельной разработки после соответствующих обоснований и оформления.

- Необходимо различать два состояния залежи в земной коре: природное, до вмешательства человека, и природно-техногенное, в процессе активной разведки и разработки. В

---

<sup>1</sup> В международной практике используют две аббревиатуры: EOR (enhanced oil recovery) – интенсивные методы увеличения текущей нефтеотдачи; IOR (improved oil recovery) – улучшенные (щадящие) МУН.

любом состоянии залежь нефти может считаться живой флюидонасыщенной системой (Запивалов, Попов, 2003).

- Природное состояние любого скопления углеводородов (точнее флюидонасыщенной системы) в геологической шкале времени является неустойчивым. Оно может быть равновесным и неравновесным в зависимости от различных флуктуаций и бифуркаций. Природные скопления углеводородов могут увеличиваться, либо уменьшаться и даже полностью разрушаться в относительно короткие геологические (человеческие) отрезки времени. По существу, это самоорганизующаяся система.

- Природное состояние указанной системы (как и всякой физической субстанции) описывается совокупностью термодинамических параметров  $a_1, a_2, \dots, a_n$ , среди которых основные  $P, T, V, \mu$ . Не исключено использование некоторых дополнительных (энтропия, эксергия, энтальпия) и, возможно, пока неизвестных параметров, необходимых для полного описания системы. Основные параметры состояния рассматриваемой системы в равновесном состоянии, как и в случае других термодинамических систем, должны быть связаны соотношениями (так называемыми уравнениями состояния) вида

$$G_1(a_1, a_2, \dots, a_n) = 0; G_2(a_1, a_2, \dots, a_n) = 0; G_k(a_1, a_2, \dots, a_n) = 0 \quad (1)$$

где  $G_1, G_2, \dots, G_k$  — функции от переменных состояния  $a_1, a_2, \dots, a_n$ . Эта зависимость в обобщенном виде охватывает и описывает практически все допустимые геологические, геохимические, геофизические, термодинамические и другие особенности системы.

Из уравнений состояния вытекает, в частности, что изменение какого-либо из параметров с необходимостью приводит к изменению других параметров.

### **Залежь нефти – живая система<sup>1</sup>**

- Главной особенностью любой живой системы является ее энергетический потенциал и работоспособность. Автор отмечает, что залежь нефти – это открытая геофлюидодинамическая система с переменной эксергией, непостоянными градиентами массо-энергопереноса, пороговые значения которых определяют граничные параметры системы на определенный момент времени.

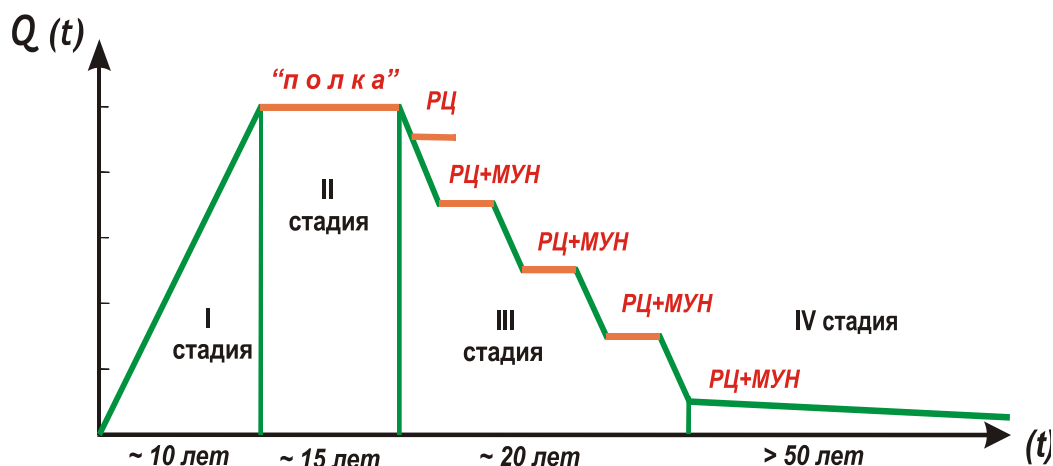
- С учетом более чем столетнего мирового опыта активного освоения нефтяных месторождений определилась стадийность их разработки, которая может быть представлена следующим графиком (рис. 1).

- Реабилитационные циклы в процессе освоения любого месторождения и щадящие методы увеличения нефтеотдачи являются основой продления жизни месторождения и возможности его разработки на длительное время (Запивалов, 2002).

- Утверждается, что активные запасы нефти и газа могут восполняться в процессе разработки нефтегазовых месторождений. Это возможно в двух случаях: а) Происходит активный современный процесс образования углеводородной массы в данном пласте (очаге). Это было доказано на полигоне в Мексиканском заливе, месторождение Юджин Айленд. Возможна подпитка месторождения вновь образованными порциями углеводородов как внутри системы, так и за её пределами; б) осуществляется индивидуально-щадящая разработка и периодическая реабилитация, в следствие чего происходит сбалансированный обмен флюидами между матрицей (блоком) и фильтрационными каналами в пласте, а также соблюдается равновесие между горным и пластовым давлениями (Трофимук, 1959; Запивалов, Попов, 2003; Запивалов, Лобов, 2004).

---

<sup>1</sup>Геолог – врач, залежь нефти – пациент.



**Рис. 1. Обобщенный график жизни нефтяного месторождения.**

По оси ординат показана динамика добычи нефти  $Q(t)$ . РЦ – реабилитационные циклы, МУН – методы увеличения нефтеотдачи (щадящие), «Полка» - стабильное состояние системы (оптимальный уровень добычи). Длительность «полки» определяется научно-обоснованным мониторинговым проектом разработки и профессионализмом промысловых специалистов.

### Примеры, факты

Есть месторождения-долгожители. Добыча нефти в Индии на месторождении Дигбой в Ассаме началась в 1890 году и продолжается до сих пор.

В США насчитывается более 100 месторождений, разрабатываемых более 50 лет. Например, гигантское месторождение Ист-Тексас в песчаниках верхнего мела оценивалось в 1 млрд. тонн нефти. Его разработка началась еще в 1930 г. и продолжается.

Показательным примером являются азербайджанские промыслы. В Грозненском нефтеносном районе Октябрьское, Ташкалинское и Ойсунгурское месторождения разрабатывались более 60 лет.

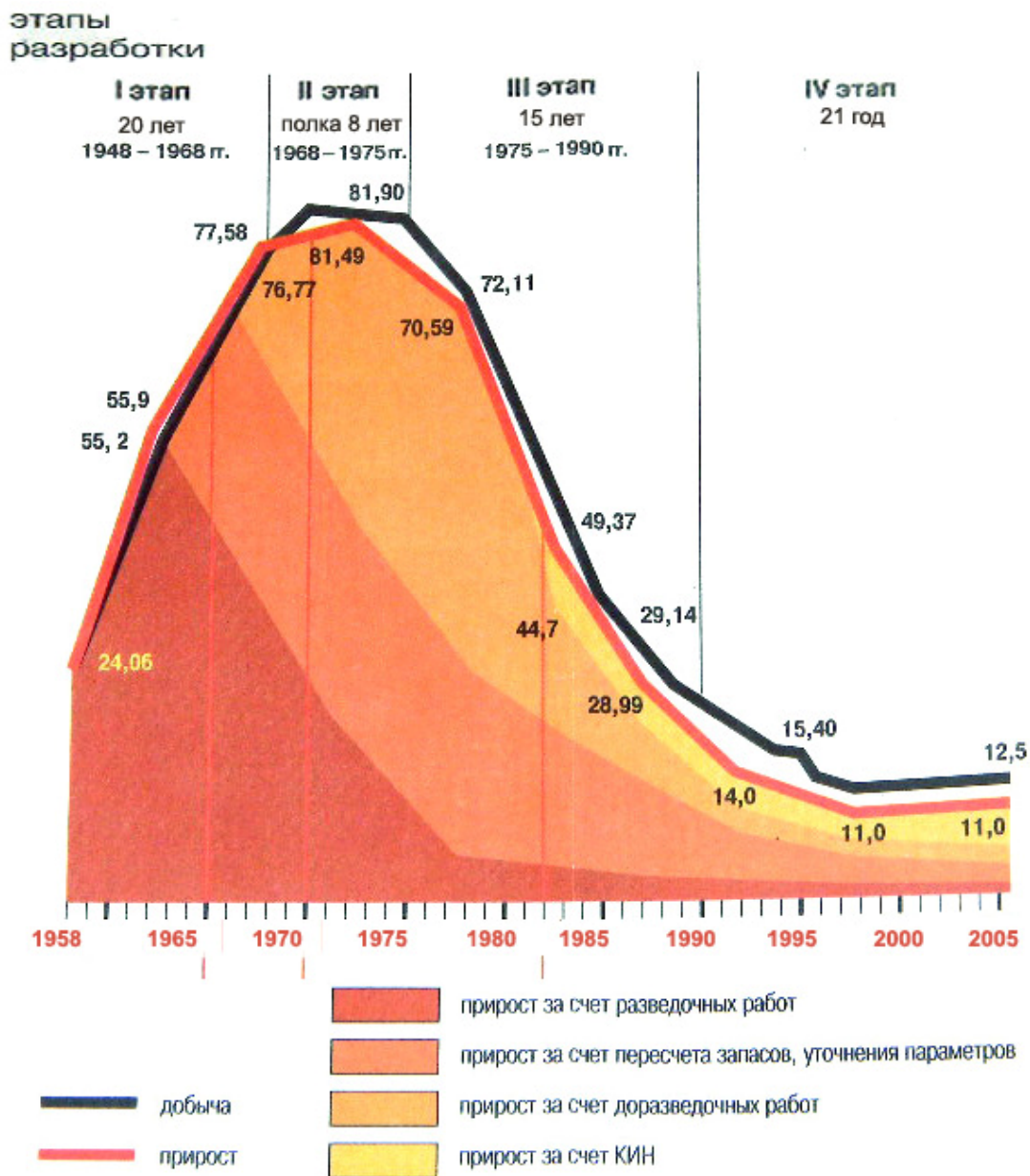
В Западной Кубани длительность активной разработки некоторых месторождений составляет: Ново-Димитровское – 52 года, Левкинское – 39 лет, Абино-Украинское – 43 года, Ахтырско-Бугундырское – 40 лет и северное крыло Зыбзы-Глубокий Яр – 56 лет.

Р. Х. Муслимов в 2007 году отразил новый взгляд на перспективы развития уникального Ромашкинского нефтяного месторождения в Татарстане, которое находится в разработке уже 65-ый год. Сейчас добыча нефти держится на уровне 12-15 млн тонн в год, а нефтеотдача превышает проектную (рис. 2). Он считает, что это месторождение будет разрабатываться до конца XXI столетия, то есть его долголетие будет превышать 150 лет. В других прогнозах он продлевает жизнь этого месторождения аж до 2285 года за счет «подпитки» новыми порциями углеводородов (Муслимов, 2007, 2009).

Имеется много примеров в мировой и отечественной практике восстановления активной фонтанной работы скважин после некоторого периода реабилитации (отдыха) в целом всего месторождения или отдельных его блоков (Резников, 2008).

### Порог критического состояния(порог возмущения). Натурные исследования

Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если это возмущение является щадящим, то самоорганизующая система выравливает это неравновесие. Особенно это важно на 2, 3, 4-ой стадиях жизни месторождения. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт и т.д.



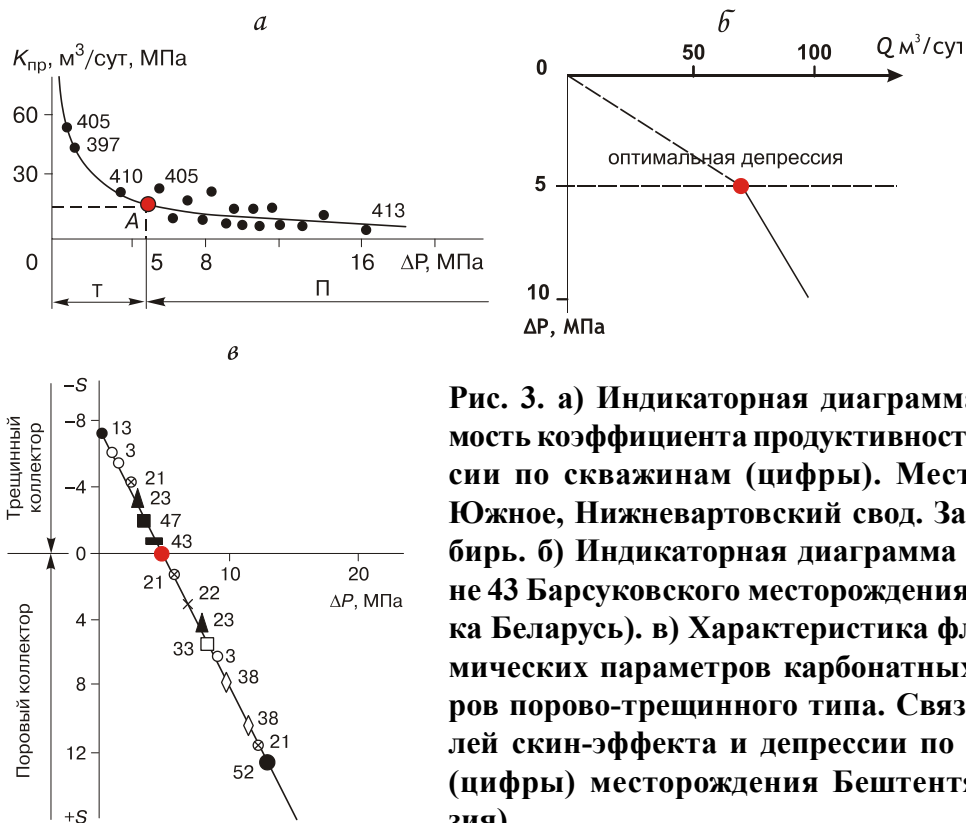
**Рис. 2. График жизни Ромашкинского месторождения, Татарстан (по Р.Х. Муслимову). Добыча и прирост запасов в млн. тонн.**

Пороговое возмущение можно оценить через депрессию на пласт. На практике установлено, что максимальная депрессия на пласт ( $P_{пл} - P_{заб}$ ) не должна превышать 5 МПа. Эта величина является почти универсальной для всех типов коллекторов. Значение оптимальной депрессии (5 МПа) установлено для многих месторождений. Рассмотрим несколько примеров (Запивалов, Попов, 2003).

На рис. 3, в зависимость  $S = f(\Delta P)$  пересекает ось абсцисс при  $\Delta P = 5$  МПа. Если до данного значения  $S$  отрицательны, что характерно для трещинного коллектора, то с возрастанием депрессии положительные – поровый коллектор (работает матрица).

По многим данным, величина оптимальной репрессии ( $P_{заб} - P_{пласт}$ ) тоже не должна превышать 5 МПа, что особенно важно для проведения гидроразрывов.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> К сожалению, в настоящее время нефтеразработчики в России редко проводят полноценные исследования скважин. Особенно важны индикаторные диаграммы и КВД.



**Рис. 3. а) Индикаторная диаграмма и зависимость коэффициента продуктивности от депрессии по скважинам (цифры). Месторождение Южное, Нижневартовский свод. Западная Сибирь. б) Индикаторная диаграмма по скважине 43 Барсуковского месторождения (Республика Беларусь). в) Характеристика флюидодинамических параметров карбонатных коллекторов порово-трещинного типа. Связь показателей скин-эффекта и депрессии по скважинам (цифры) месторождения Бештентяк (Киргизия).**

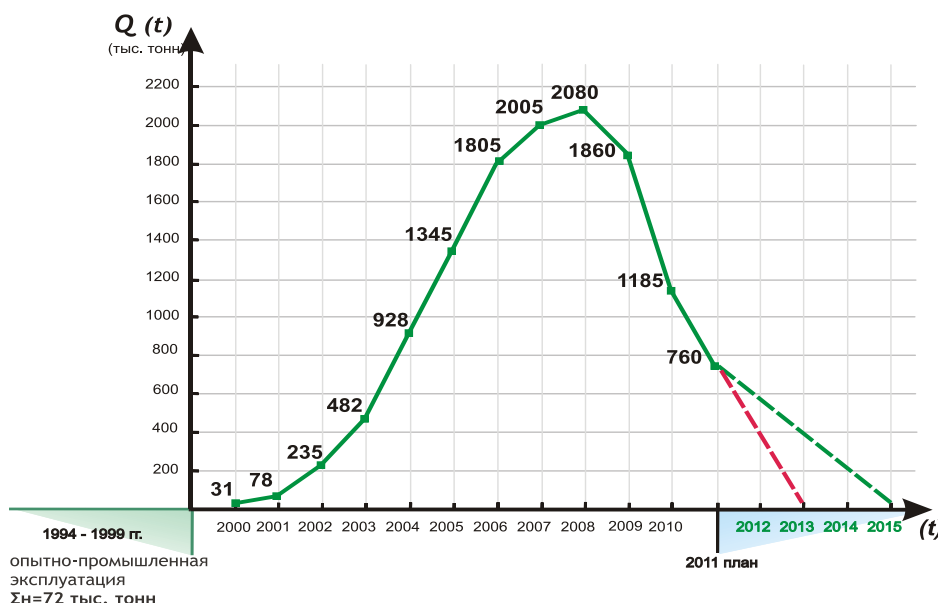
### Верх-Тарское месторождение – зеркало рыночной нефтянки в России

Верх-Тарское месторождение в Новосибирской области как пример беспощадной эксплуатации Живых нефтенасыщенных систем. Это месторождение разрабатывает ТНК-ВР (её подразделение - ОАО «Новосибирскнефтегаз»). Реальный график жизни Верх-Тарского месторождения можно сравнить с рис. 1 и 2. Как видно, здесь «полки» нет (рис. 4). Тревожным моментом является то, что сегодня обводненность добываемой продукции на Верх-Тарском месторождении составляет более 70 %. Это результат использования гидроразрыва и закачки воды. Добытчики нефти занимаются не освоением месторождения и даже не разработкой, а только выработкой активных запасов в закритическом режиме.

Гидроразрыву подвергаются все вновь пробуренные скважины с самого начала их эксплуатации. Нефтяной пласт Ю1с целью поддержания пластового давления (ППД) интенсивно «прополаскивается» водой в объёмах, многократно превышающих добычу нефтяного флюида. К апрелю 2010 г. действующий эксплуатационный фонд на месторождении составлял 92 скважины, а действующий нагнетательный фонд - 74 скважины. Средний дебит нефти - 41 т в сутки, а воды в объёме добываемой жидкости - 80 т в сутки, т.е. в два раза больше. В таком режиме система поддержания пластового давления тоже является разрушительной для нефтенасыщенного пласта (Запивалов, 2010).

В этом районе можно создать научно-технологический полигон, который будет «эталонным» для месторождений Западной Сибири. Именно здесь, в натурном исполнении, можно разрабатывать и внедрять инновационные технологии по разработке нефтяных месторождений (Запивалов и др., 2009).

Необходимо заметить, что в США в 2010 году было задействовано около 200 проектов по разработке и применению МУН, но нет ни одного по гидроразрывам пластов. Американцы широко используют закачку CO<sub>2</sub>. Кстати, рядом с Верх-Тарским месторождением



**Рис. 4. График жизни Верх-Тарского месторождения. Только две стадии: взлет и падение**

есть Восточно-Межовское (Веселовское) месторождение, где в одной из скважин был получен фонтан CO<sub>2</sub> с дебитом 200 тыс м<sup>3</sup>/сут.

#### Научная повестка на перспективу...

Энергия флюидонасыщенной системы в период разработки месторождения адекватна работе, производимой нефтегазонасыщенным пластом при изменении его состояния. Подчеркнем, что пласт и скважина, по существу, являются единой природно-техногенной системой.

Известно стремление всех разработчиков получить как можно больше нефти с наименьшими затратами. Количество добываемой нефти определяется дебитами скважин (Qн) или коэффициентом продуктивности пласта (Кпр). В тривиальном понимании все зависит от двух величин: пластовое давление – главная энергетическая величина пласта (Рпл) и забойное давление – энергия выталкивания флюида из пласта в скважину (Рзаб). Таким образом совершается полезная работа. В сокращенном и упрощенном виде можно записать:

$$A_{пл} = Q_n / (P_{пл} - P_{заб}) * F_{фр} \quad (2)$$

где F<sub>фр</sub> – фрактальный параметр, учитывающий и перколяционные свойства пласта.

Эффективная работа системы ( $A_{эфф} = A_{пл} - A_{перк}$ ) зависит от многих факторов, где все величины можно сопоставить в значениях энергии или давления. *A<sub>перк</sub>* – работа перколяционного противодействия, отражающего все особенности флюидонасыщенной системы, включая фрактальность.

Следует особо подчеркнуть, что месторождение отличается постоянным стремлением к равновесию как внутри самой системы, так и с окружающей средой (другой геологической системой).

Динамика геофлюидодинамической системы может быть описана эволюционным векторным дифференциальным уравнением вида:

$$\delta \lambda / \delta t = Z(x, t, a_1, a_2, \dots, a_n, \nabla a_1, \nabla a_2, \dots, \nabla a_n) \quad (3)$$

где  $l$  – один из параметров  $a_1, a_2, \dots, a_n$  состояния системы, выбранный в качестве основной величины в динамической модели системы,  $dl/dt$  - частная производная этой величины по времени,  $x = (x_1, x_2, x_3)$ ,  $Ca_1, Ca_2, \dots, Ca_n$  - градиенты (производные по пространственным переменным) основных термодинамических параметров. Это эволюционное дифференциальное уравнение имеет прогностический характер и отражает общие динамические законы, универсальные для всех месторождений. Можно рассчитать все основные физические величины флюидодинамической системы в любой интересующий момент времени  $t$  по известным их значениям в некоторый, произвольно заданный предшествующий момент времени. Его можно было бы назвать основным уравнением динамики нефтегазовой залежи как живой системы.

Относительно функции  $Z$  может быть высказан ряд содержательных ограничений и предположений. Одно из них состоит в том, что энергия (эксергия) нефтегазовой флюидодинамической системы, рассчитанная на основе данного уравнения, должна в режиме эксплуатации месторождения качественно воспроизводить указанную выше функцию  $Q(t)$  (см. рис. 1).

### **Выводы**

1. Все, описанное в этой работе, полностью относится к газовым месторождениям. Особенно показательна разработка Медвежьего месторождения в Западной Сибири.

2. Автор использует три обобщающих понятия в своей работе: эксергия, перколяция, фракталы. Они известны, но применяются редко. Адаптация этих понятий для нефтегазовой теории и практики вполне назрела.

3. Надо беречь энергию пласта и разрабатывать месторождения в оптимальном режиме, не превышая критического порога возмущения, показателем которого являются депрессия. Соблюдение критического порога (5Мпа), реабилитационные циклы и щадящие индивидуальные методы увеличения текущей и конечной нефтеотдачи – обязательное условие длительной эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений.

4. Следует особо подчеркнуть, что насильственные вторичные, третичные и четвертичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН-EOR) не обеспечивают масштабного эффекта. Дополнительный объем нефти за счет этих методов является небольшим по сравнению с общим объемом добываемой нефти. В мире насчитывается 1500 действующих проектов, и годовой прирост добычи за счет МУН оценивается в 100-120 млн. тонн. Это всего лишь 2% от всей добываемой нефти в мире, что равнозначно суммарной потере при транспортировке. В США добыча нефти за счет МУН с 1986 года по 2008 год держится на уровне 30-35 млн. тонн в год и не превышает этого «порогового» значения. Количество действующих проектов в 1986г было 512, а в 2008 – 184, то есть отмечается четкая тенденция к их уменьшению. Приблизительно такая же ситуация в других регионах мира. На многих месторождениях эффективность применения МУН очень низкая или нулевая, если говорить о конечной нефтеотдаче.

5. Природу не обманешь. Нужна принципиально новая научно-технологическая парадигма освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов (Запывалов и др., 2011).

Автор надеется, что его идеи, концепции и предложения могут быть частью общепризнанной новой Парадигмы.

*Автор благодарит за конструктивное обсуждение Кирейтова В.Р., д. ф.-м. н. (математика); Пеньковского В.И., д. ф.-м. н. (гидродинамика); Кусковского В.С. д. г.-м. н. (гидрогеология); Смирнова Г.И., д. ф.-м. н. (физика), Шемина Г.Г., д. г.-м. н. (нефтяная геология). Особенно интересны и продуктивны были дискуссии с Валерием Рашидовичем Кирейтовым.*

## Литература

*Зативалов Н.П.* Новосибирская нефть-2010 как зеркало российской «нефтянки». Эко: всероссийский экономический журнал. Новосибирск: Наука, 2010, №9. С. 31-49.

*Зативалов Н.П.* Реабилитационные циклы – основа восполнения активных запасов на разрабатываемых месторождениях. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Материалы Междунар. конф. пам. ак. П.Н. Кропоткина, 20-24 мая 2002 года, г. Москва. М.: ГЕОС. 2002. С. 330-332.

*Зативалов Н.П., Лобов В.И.* Геофлюидодинамические методы управления напряженно-деформированным состоянием нефтенасыщенных резервуаров и продуктивностью скважин. Геодинамика и напряженное состояние недр земли: Тр. межд. конф., Новосибирск, 6-9 окт. 2003 г. Новосибирск: Ин-т горного дела. 2004. С. 447-454.

*Зативалов Н.П., Попов И. П.* Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Гео. 2003. 198 с.

*Зативалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И.* Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. Новосибирск: ГЕО. 2009. 131 с.

*Зативалов Н.П., Смирнов Г.И. и др.* Способ повышения нефтеотдачи пластов / Патент РФ на изобретение, решение Роспатента о выдаче патента от 04.03.2011г. (опубликовано в «Бюллетень изобретений». Роспатент, №22 от 10.08.2011.

*Муслимов Р.Х.* Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского месторождения. Геология нефти и газа. 2007. №1. С.3-12.

*Муслимов Р.Х.* Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики / Учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2009. 727с.

*Резников А.Н.* Геосинергетика нефти и газа. Ростов-на-Дону. 2008. С. 258-261.

*Трофимук А.А.* К методике промысловых исследований нефтеотдачи пластов. Исследования нефтеотдачи пласта: (Докл. На метод. Совещ. во ВНИИ в нояб. 1957 г.). М, 1959. С.103-128.(Тр. Всесоюз.Нефтегазового НИИ; Вып. 24).