

УДК 622.276.6

Запивалов Н.П.

Учреждение Российской академии наук Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, Новосибирск, Россия, ZapivalovNP@ipgg.nsc.ru

Столетию со дня рождения академика Андрея Алексеевича Трофимука посвящается

ДИНАМИКА ЖИЗНИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В настоящее время проблема увеличения нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях является ключевой в нефтегазовой теории и практике. Разрабатывается и внедряется много различных методов увеличения нефтеотдачи. Но насильственные вторичные, третичные и четвертичные методы увеличения нефтеотдачи 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 методов увеличения нефтеотдачи оценивается в 100-120 млн. т. Это всего лишь 2% от всей добываемой нефти в мире, что равнозначно суммарной потере при транспортировке.

Предлагается принципиально новая научно-технологическая концепция освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов.

Ключевые слова: *углеводородные ресурсы, нефтеотдача, критический порог возмущения, реабилитация, живая флюидодинамическая система, уравнение состояния.*

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

И. Кант

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 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, μ . 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

Главной особенностью *любой живой системы* является ее энергетический потенциал и работоспособность. *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].

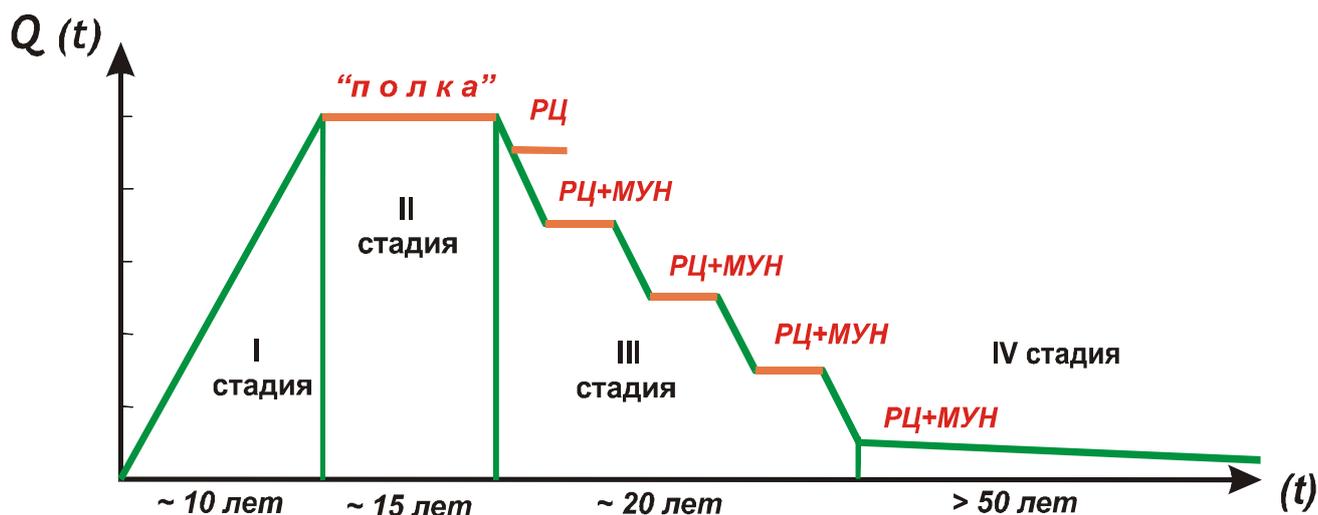


Рис. 1. Обобщенный график жизни нефтяного месторождения

По оси ординат показана динамика добычи нефти $Q(t)$; РЦ – реабилитационные циклы; МУН¹ – методы увеличения нефтеотдачи (щадящие); «полка» – стабильное состояние системы (оптимальный уровень добычи). Длительность «полки» определяется научно-обоснованным мониторинговым проектом разработки и профессионализмом промысловых специалистов.

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, вследствие 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].

Примеры, факты

Есть месторождения-долгожители. Добыча нефти в Индии на месторождении Дигбой в Ассаме началась в 1890 г. 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. т нефти. Его разработка началась еще в 1930 г. и продолжается.

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

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 г. 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. т в год, а нефтеотдача превышает проектную (рис. 2). Р.Х. Муслимов 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 до 2285 г. 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)

Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным *возмущением* квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если это возмущение является *щадящим*, то самоорганизующая система выравняет 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.

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. Ниже рассмотрено несколько примеров [Запывалов, Попов, 2003].

На рис. 3в 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.²

Этапы разработки

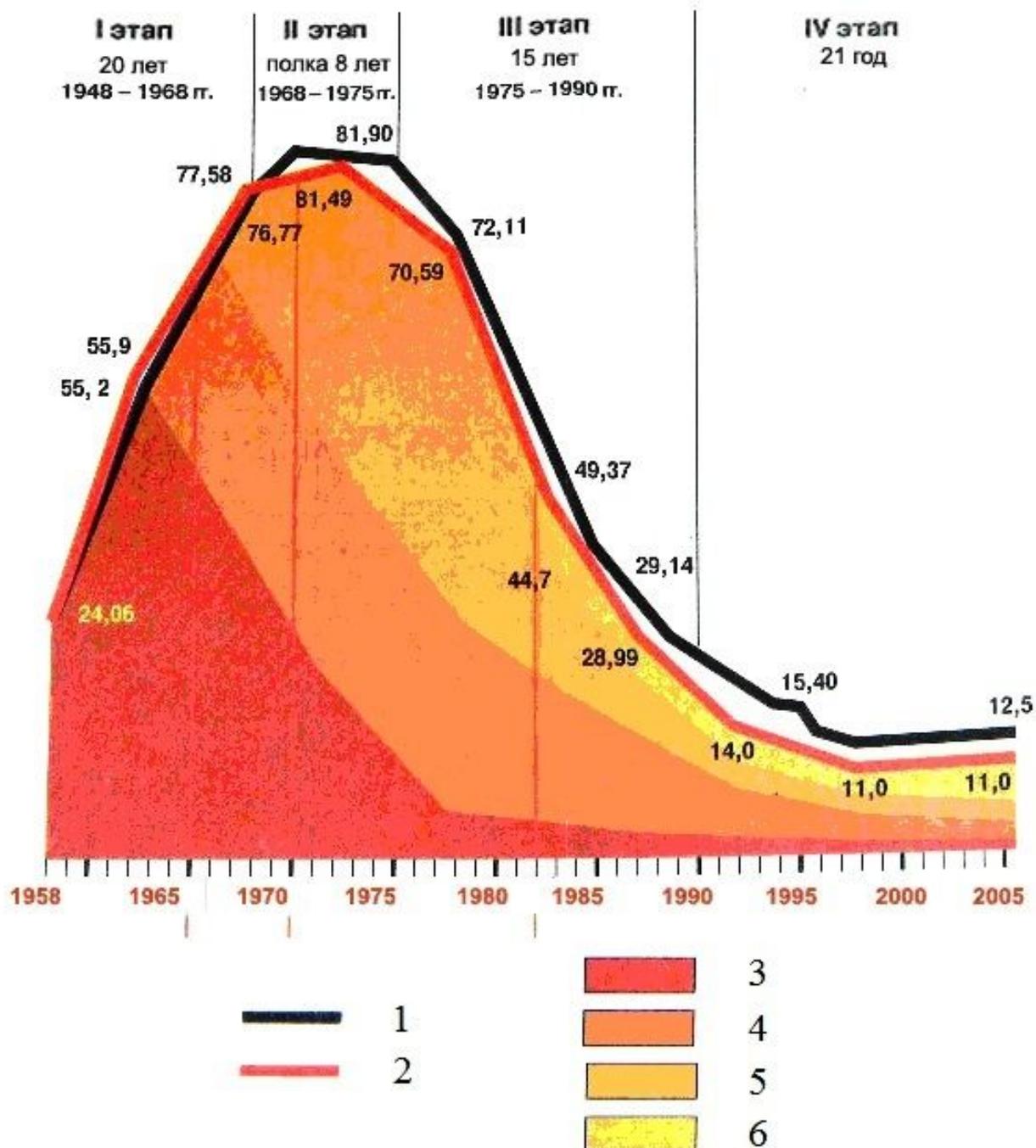


Рис. 2. График жизни Ромашкинского месторождения, Татарстан (по Р.Х. Муслимову)

1 – добыча, млн. т; 2 – прирост, млн. т; 3 – прирост за счет разведочных работ; 4 – прирост за счет пересчета запасов, уточнения параметров; 5 – прирост за счет доразведочных работ; 6 – прирост за счет КИН.

² К сожалению, в настоящее время нефтеразработчики в России редко проводят полноценные исследования скважин. Особенно важны индикаторные диаграммы и КВД.

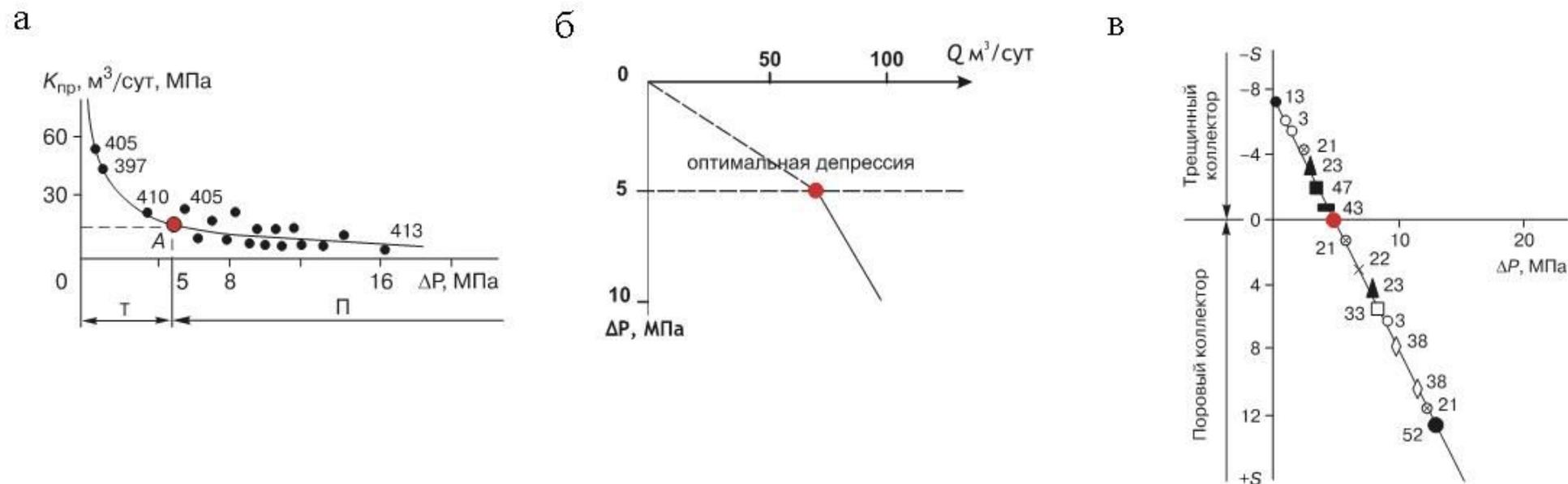


Рис. 3. а) Индикаторная диаграмма и зависимость коэффициента продуктивности от депрессии по скважинам (цифры). Месторождение Южное, Нижневартовский свод. Западная Сибирь. **б)** Индикаторная диаграмма по скв. 43 Барсуковского месторождения (Республика Беларусь). **в)** Характеристика флюидодинамических 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 (ОАО «Новосибирскнефтегаз»). Реальный график жизни Верх-Тарского месторождения (рис. 4) можно сравнить с рис. 1 и 2. Как видно, здесь «полки» нет. 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.

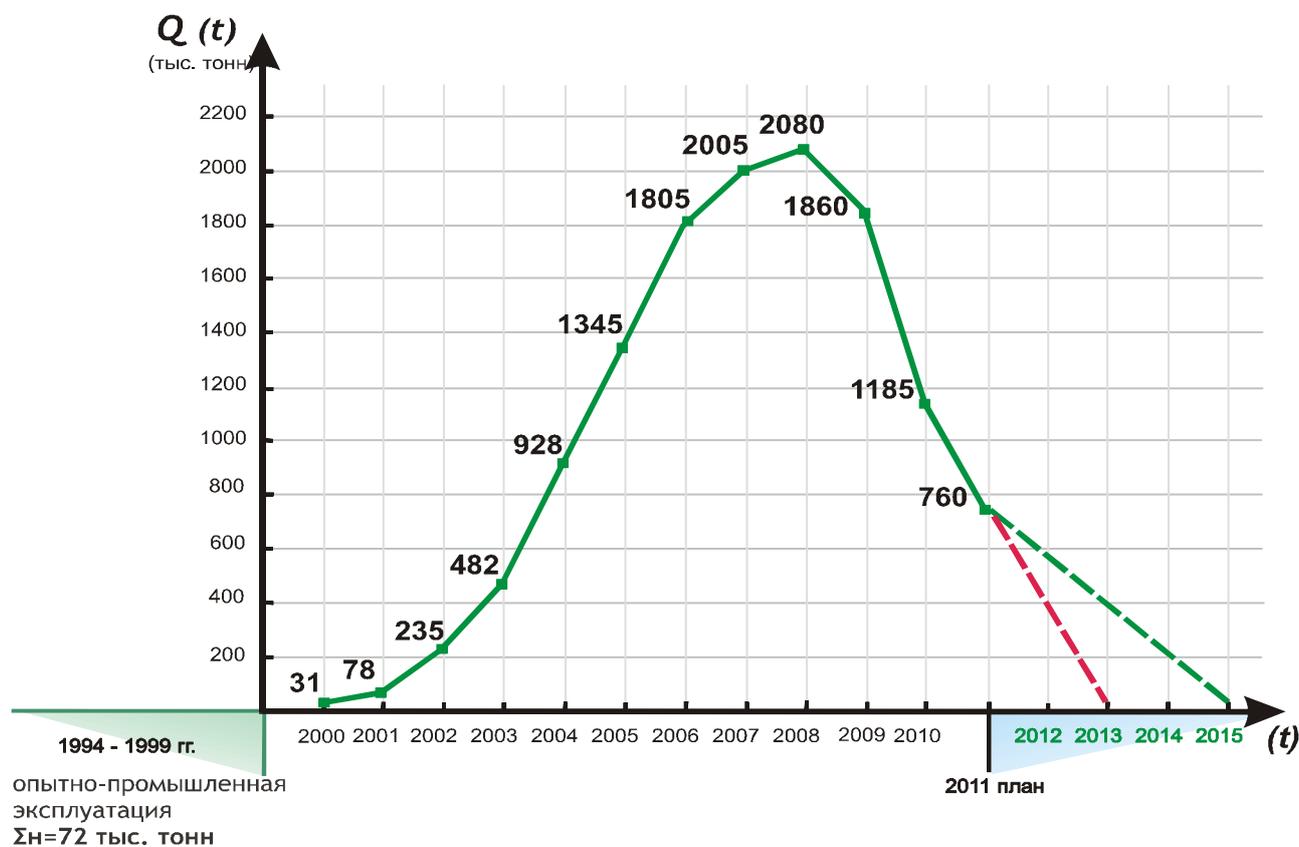


Рис. 4. График жизни Верх-Тарского месторождения: взлет и падение

Гидроразрыву подвергаются все вновь пробуренные скважины с самого начала их эксплуатации.

Нефтяной пласт Ю1 с 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, Смирнов, Харитонов, 2009].

Необходимо заметить, что в США в 2010 г. было задействовано около 200 проектов по разработке и применению МУН, но нет ни одного по гидроразрывам пластов. Американцы широко используют закачку CO₂. Кстати, рядом с Верх-Тарским месторождением есть Восточно-Межовское (Веселовское) месторождение, где в одной из скважин был получен фонтан CO₂ с дебитом 200 тыс. м³/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 (Q_n) или коэффициентом продуктивности пласта ($K_{пр}$). В тривиальном понимании все зависит от двух величин: пластовое давление – главная энергетическая величина пласта ($P_{пл}$) и забойное давление – энергия выталкивания флюида из пласта в скважину ($P_{заб}$). Таким образом совершается полезная работа. В сокращенном и упрощенном виде можно записать:

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

где $F_{фр}$ – 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. $A_{перк}$ – 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:

$$\frac{\partial \lambda}{\partial t} = Z(x, t; a_1, a_2, \dots, a_n, \nabla a_1, \nabla a_2, \dots, \nabla a_n) \quad (3)$$

где λ – один из параметров a_1, a_2, \dots, a_n состояния системы, выбранный в качестве основной величины в динамической модели системы; $\frac{\partial \lambda}{\partial t}$ – частная производная этой величины по времени, $x = (x_1, x_2, x_3)$; $\nabla a_1, \nabla a_2, \dots, \nabla a_n$ – 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. Вышеизложенное полностью относится к газовым месторождениям. Особенно показательна разработка Медвежьего месторождения в Западной Сибири.

2. Автор использует три обобщающих понятия: 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 (5 МПа), 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. т. 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 по 2008 г. держится на уровне 30-35 млн. т в год и не превышает этого «порогового» значения. Количество действующих проектов в 1986 г. было 512, а в 2008 г. – 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 концепция освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов.

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

Литература

Запивалов 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. Кротопкина, 20-24 мая 2002 г. - М.: ГЕОС, 2002. - С. 330-332.

Запивалов Н.П. Новосибирская нефть-2010 как зеркало российской «нефтянки» // Эко: всероссийский экономический журнал, 2010. - №9. – С. 31-49.

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

Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. - Новосибирск: ГЕО, 2003. - 198 с.

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

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. - 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, ноябрь 1957 г. - М, 1959. - С.103-128.

Автор благодарит за конструктивное обсуждение Кирейтова В.Р., д. ф.-м. н. (математика); Пеньковского В.И., д. ф.-м. н. (гидродинамика); Кусковскогo В.С. д. г.-м. н. (гидрогеология); Смирнова Г.И., д. ф.-м. н. (физика), Шемина Г.Г., д. г.-м. н. (нефтяная геология).

Рецензент: Макаревич Владимир Николаевич, доктор геолого-минералогических наук.

Zapivalov N.P.

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia, ZapivalovNP@ipgg.nsc.ru

DYNAMICS OF OIL FIELD'S «LIFE»

Nowadays the problem of improved and enhanced oil recovery of producing fields is a key problem in petroleum geology. Different methods of increasing of oil recovery are developed and implemented today. There are 1500 active projects in the world, and annual production growth through enhanced oil recovery methods is estimated at 100-120 million tons. However this is only 2% of the total oil produced in the world, which is equivalent to the total transport loss.

A new conception of development, conservation and recovery of oil and gas reserves is presented.

Key words: *hydrocarbon resources, oil recovery, critical threshold of disturbance, rehabilitation, fluid dynamic «alive» system, equation of state.*

References

Zapivalov N.P. Reabilitacionnye cikly – osnova vospolneniâ aktivnyh zapasov na razrabatyvaemyh mestoroždeniâh // Degazaciâ Zemli: geodinamika, geoflûidy, neft' i gaz: materialy Meždunar. konf. pam. ak. P.N. Kropotkina, 20-24 maâ 2002 g. - M.: GEOS, 2002. - S. 330-332.

Zapivalov N.P. Novosibirskâ neft'-2010 kak zerkalo rossijskoj «neftânki» // Èko: vsrossijskij èkonomičeskij žurnal, 2010. - #9. – S. 31-49.

Zapivalov N.P., Lobov V.I. Geoflûidodinamičeskie metody upravleniâ naprâženno-deformirovannym sostoâniem neftenasyšennyh rezervuarov i produktivnost'û skvažin // Geodinamika i naprâžennoe sostoânie nedr zemli: Tr. mežd. konf., Novosibirsk, 6-9 okt. 2003 g. - Novosibirsk: In-t gornogo dela, 2004. - S. 447-454.

Zapivalov N.P., Popov I.P. Flûidodinamičeskie modeli zaležej nefti i gaza. - Novosibirsk: GEO, 2003. - 198 s.

Zapivalov N.P., Smirnov G.I., Haritonov V.I. Fraktaly i nanostrukturny v neftegazovoj geologii i geofizike. - Novosibirsk: GEO, 2009. - 131 s.

Muslimov R.H. Novyj vzglâd na perspektivy razvitiâ supergigantskogo Romaškinskogo mestoroždeniâ // Geologiâ nefti i gaza, 2007. - #1. - S. 3-12.

Muslimov R.H. Osobennosti razvedki i razrabotki neftânyh mestoroždenij v usloviâh rynočnoj èkonomiki. - Kazan': izd-vo «Fèn» Akademii nauk RT, 2009. - 727s.

Reznikov A.N. Geosinergetika nefti i gaza // Rostov-na-Donu, 2008. - S. 258-261.

Trofimuk A.A. K metodike promyslovyh issledovanij nefteotdači plastov // Issledovaniâ nefteotdači plasta: dokl. na metod. soveš. vo VNII, noâbr' 1957 g. - M, 1959. - S.103-128.