

ЭНЕРГИЯ ПЛАСТА

Увеличение нефтеотдачи и КИН

Сергей Угловский,
Генеральный директор
ООО «НПО Кинематика»

Мусрет Намазов,
Директор
ООО «НПП «ЭкоЭнергоМаш»

Как коэффициент извлечения нефти (КИН) связан с общей энергией пласта и какие существуют варианты для увеличения КИН, а также значительного продления срока рентабельной добычи? Авторы предлагают рассмотреть КИН как величину, коррелирующую с общей энергией пласта, либо как функцию общей энергии пласта.

Рассмотрим пласт в целом как единую систему. Представим общую энергию пласта как сумму слагаемых:

$$W = W_{\text{ТЕПЛ}} + W_{\text{УПР}},$$

где $W_{\text{ТЕПЛ}}$ – тепловая энергия пласта, $W_{\text{УПР}}$ – упругая энергия пласта.

В процессе добычи и извлечения нефти пласт теряет энергию: общая энергия пласта уменьшается. Оценим, что происходит при добыче.

Рассмотрим для примера пласт, расположенный на глубине 1200 м, объемом 10 млн т с добычей 1,3 тыс. т / сутки (15 кг/с). Средняя температура пласта 40°C, среднегодовая температура воздуха 4,4°C (г. Альметьевск), теплоемкость воды 4,2 кДж/кг·К. Для поддержания пластового давления производится закачка воды в пласт со среднегодовой температурой 15°C, таким образом, происходит непрерывная потеря тепловой энергии в количестве:

$$Q = m \cdot C_p \cdot \Delta T =$$

$$15 \text{ кг/с} \cdot 4,2 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К} \cdot (40 - 15) \text{ К} =$$

$$1,575 \text{ МДж/с} \quad (37,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч за сутки})$$

За счет взаимодействия пласта с окружающими его подземными породами эта энергия восполняется лишь частично.

Кроме тепловой, происходит также потеря упругой энергии пласта $W_{\text{УПР}}$ за счет уменьшения количества вещества в пласте и, как следствие, снижения пластового давления. Закачка воды в пласт направлена на компенсацию потери этой части энергии пласта.

Фундаментальное влияние на пластовую энергию оказывают две величины: гравитация и температура. Основными

источниками пластовой энергии являются: сила тяжести, напор краевой и подошвенной вод, давление газа газовой шапки и растворенного газа в нефти после его выделения из раствора, упругость пласта и насыщающих его флюидов (нефти, воды, газа). Повышение температуры пласта сопровождается повышением пластового давления. Температура является важнейшим параметром, определяющим состояние флюида (газ, жидкость) в пласте. Повышение температуры пласта вызывает снижение вязкости нефти и повышение вязкости газа. С изменением температуры изменяется соотношение газообразной и жидкой фаз. Фактически, пласт представляет собой замкнутый объем, содержащий жидкость и газ при давлении порядка 10 МПа. Таким образом, при увеличении массы газа в пласте на 2–3% прирост пластового давления может составлять порядка 200 кПа. Увеличение температуры углеводородов на 2–3°C приводит к росту давления насыщенного пара на 0,1 атм. В свою очередь, после снижения пластового давления газовой залежи на 200 кг/см² можно ожидать понижения пластовой температуры на 2–3°C за счет адиабатического охлаждения всей залежи [2]. Разработка





РИС. 1. Падение энергии пласта с течением времени

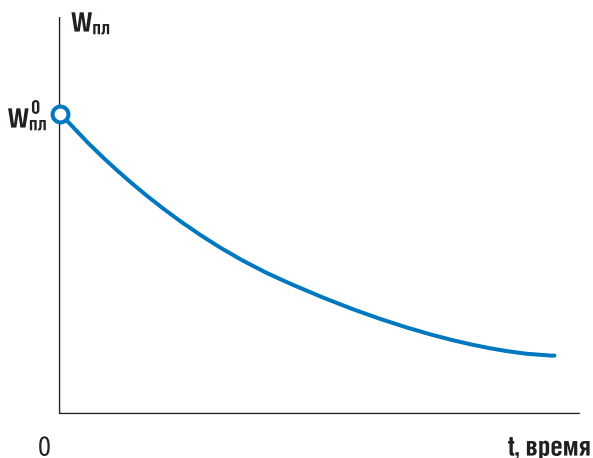


РИС. 2. График изменения во времени дебита нефти (1) и воды (2), получаемых из элемента однородной системы разработки [1]

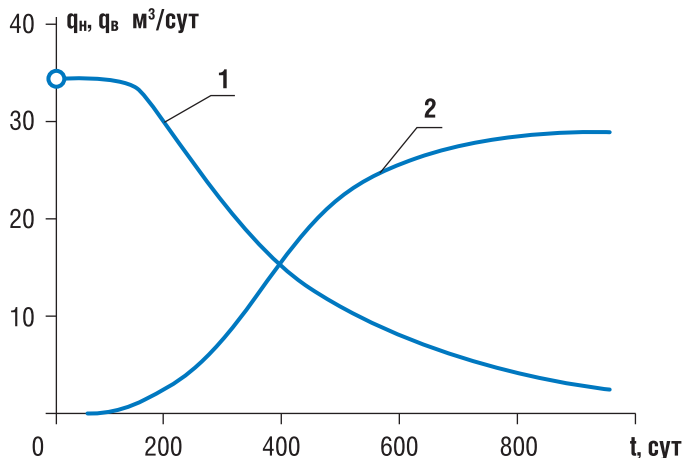
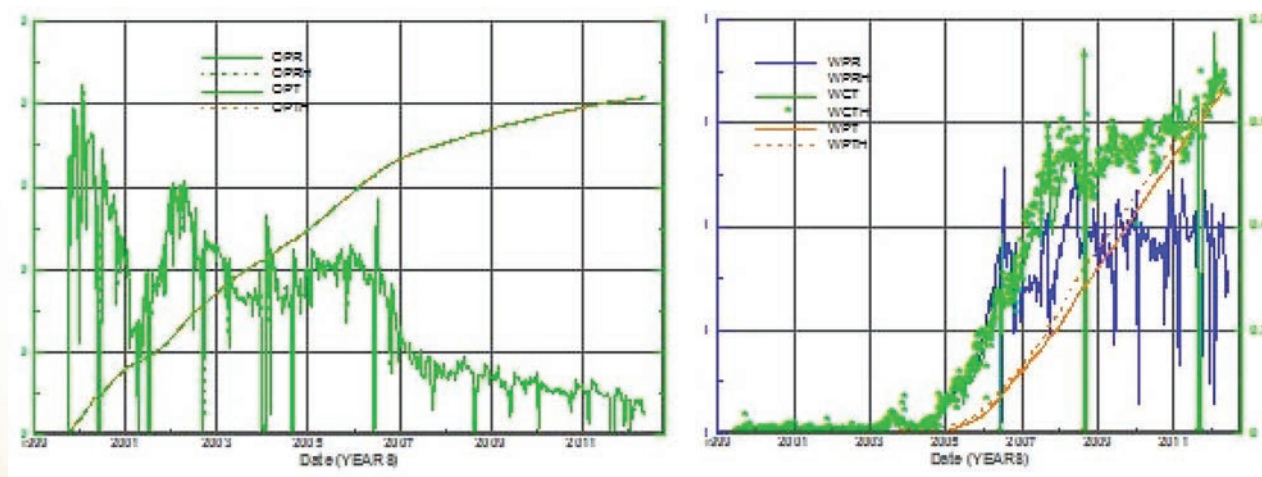


РИС. 3. Данные дебитов нефти, накопленной добычи, дебитов воды, обводненности и накопленной добычи воды по одной из скважин месторождения South Arne в Северном море за период 1999 – 2013 гг.



Источник: www.ens.dk

нефтяного месторождения проходит несколько стадий: начальную, когда его разбураивают и обустраивают; среднюю или основную, соответствующую выходу разработки месторождения на запроектированные показатели;

стадию резко падающей добычи нефти, когда при постоянной или несколько растущей добыче жидкости быстро уменьшается добыча нефти и при заводнении растет обводненность продукции скважин; завершающую стадию, в течение которой наблюдаются сравнительно медленное, но стабильное падение добычи нефти и такой же рост обводненности продукции. Примером может служить Ромашкинское месторождение: в период 1962–1972 гг. среднегодовая добыча нефти на одну дополнительную скважину росла, в последующие годы (1973–1979 гг.) наблюдалось ее снижение. В 1988 г. добыча снизилась по сравнению с 1979 г. с 2–11,2 тыс. т. (по группам) до 1,1–6,6 тыс. т. в год на одну скважину, несмотря на применение закачки воды для интенсификации нефтеотдачи и уплотнение сетки скважин.

В общем виде падение энергии пласта с течением времени разработки изображено на рис. 1.

С течением времени уровень добычи месторождения падает, что видно из рис. 2.

Видим, что рис. 1 и рис. 2 полностью коррелируют.

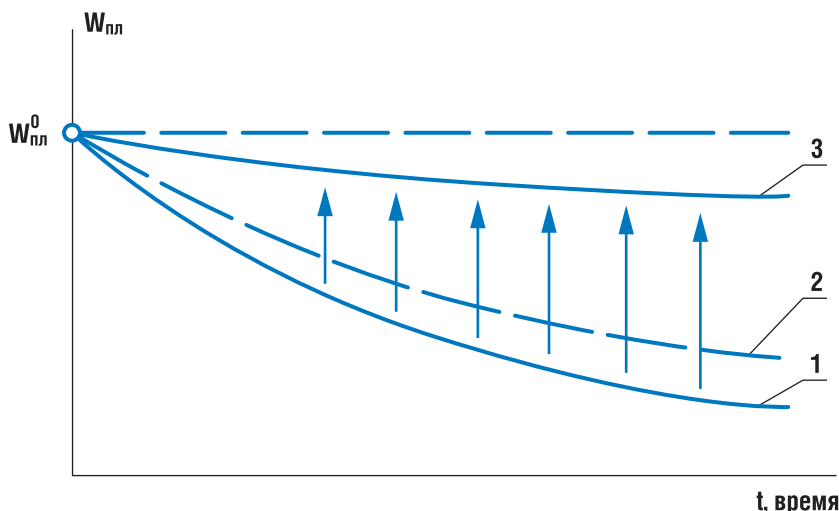
Также приведем данные по месторождению South Arne в Северном море за период 1999–2013 гг. На графике слева приведены дебиты нефти и накопленная добыча, на графике справа – дебит воды, обводненность и накопленная добыча воды по одной из скважин.

Видно, что через некоторое время после начала активной закачки воды дебит нефти резко упал и продолжает снижаться, при постоянной закачке воды в пласт.

Общеизвестны случаи восстановления нефтеносности



РИС. 4. Поддержание энергии пласта с течением времени



1 – добыча без поддержания пластовой энергии; 2 – добыча с закачкой воды в пласт; 3 – добыча с поддержанием пластовой энергии

некоторых законсервированных скважин после продолжительного периода отсутствия добычи. Это может быть связано, в первую очередь, с восстановлением энергии (и, следовательно, температуры) пласта естественным способом. Поскольку приток тепла естественным способом происходит весьма медленно (величина теплового потока составляет в среднем 45 мВт/м^2), можно предположить, что при искусственном интенсивном нагнетании тепла восстановление скважин может происходить значительно быстрее.

Рассмотрим варианты решения задачи поддержания энергии пласта на уровне, максимально приближающемся к первоначальному (рис. 4).

В качестве первого варианта можно предложить закачку воды с температурой, соответствующей внутрипластовой для данного месторождения. В этом случае тепловая энергия пласта полностью сохраняется. Учитывая высокую теплоемкость воды и громадные затраты на нагрев воды до значений 60°C и выше, можно предложить использовать попутный нефтяной газ (ПНГ) и неиспользуемые остатки в качестве источника нагрева.

С повышением температуры вязкости нефти и воды уменьшаются. При этом вязкость нефти, если она в обычных пластовых условиях значительно превышала вязкость воды, снижается более существенно.

Соотношение подвижностей нефти и воды изменяется в лучшую сторону. Этот экспериментально установленный факт – главная причина использования закачки в пласт воды с повышенной температурой или водяного пара

для роста нефтеотдачи пластов, содержащих нефть увеличенной вязкости. Кроме того, при закачке в пласт горячей воды или водяного пара из нефти при соответствующих условиях испаряются легкие фракции углеводородов и переносятся потоками пара и воды по пласту к забоям добывающих скважин, дополнительно способствуя увеличению извлечения нефти из недр [1].

Достоинство этого способа в том, что его использование не требует перестройки и изменений в инфраструктуре нефтепромысловых предприятий и может быть начато в кратчайшие сроки. Также, достоинством является утилизация теплоты сгорания ПНГ и неиспользуемых остатков.

В качестве второго варианта предлагается закачка в пласт дистиллятов.

Разновидностью второго варианта может быть нагрев дистиллята при его закачке в пласт. Несмотря на дополнительные затраты на нагрев, положительный

РИС. 5. Схема однократной и двукратной переработки мазута М-200 с использованием реактора «ЯРУС»

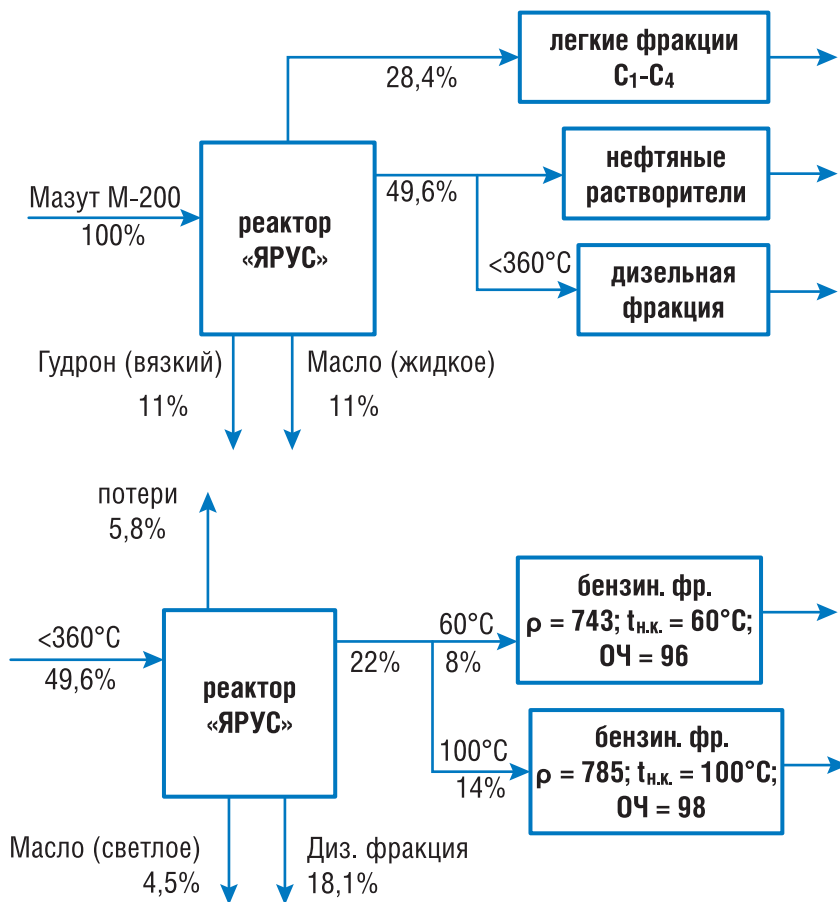
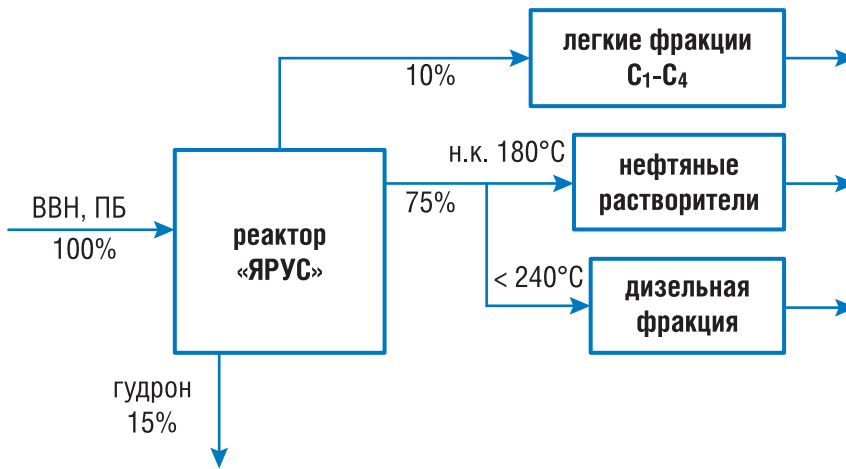




РИС. 6. Схема переработки ВВН и ПБ с использованием реактора «ЯРУС»



эффект может оказаться более значительным за счет более активного взаимодействия закачиваемого дистиллята с нефтью внутри пласта, общего снижения вязкости, увеличения доли легких углеводородов внутри пласта, создания газовой шапки, повышения внутрипластового давления, дополнительного тепловыделения за счет реакции растворения.

В качестве третьего варианта предлагается закачка в пласт продуктов переработки сырой нефти на оборудовании «ЯРУС».

«ЯРУС» может применяться для переработки высоковязкой нефти и природных битумов (ВВН и ПБ) с получением полусинтетических и синтетических нефтей непосредственно на месте добычи; компаундирование исходного сырья с фракцией н.к. 110°C до 10% масс. позволяет снизить вязкость и приготовить нефтепродукт, пригодный для транспортировки в трубопроводе.

Переработка ВВН и ПБ с использованием «ЯРУС» осуществляется в одну стадию без предварительной подготовки сырья. Для увеличения выхода бензиновой фракции и практически полного удаления серы возможно проведение двукратной переработки.

Предварительные испытания переработки образцов тяжелой нефти Ашальчинского месторождения и мазута М-200 показали успешность работы «ЯРУС» с такими продуктами.

«ЯРУС» отличается низкой удельной стоимостью и высокой окупаемостью (менее 30 дней).

Капиталоемкость оценивается на уровне 3–5 млн руб. за установку объемом переработки 10 тыс. т в год при промышленном способе производства.

Один из вариантов применения «ЯРУС»: на месте добычи для закачки дистиллята непосредственно в пласт в качестве растворителя тяжелой нефти для повышения коэффициента нефтеотдачи.

«ЯРУС» представляет собой компактную установку, позволяющую перерабатывать газовый конденсат, сырую нефть, мазут, высоковязкую и битумную нефть в одну стадию без системы обратного водоснабжения, а также производить моторные топлива непосредственно на месте добычи.

Одной из особенностей «ЯРУС» является комбинация способов воздействия (гидродинамическое, термическое, волновое и др.) в одном технологическом

пространстве. В результате переработки происходит значительное увеличение доли легких фракций.

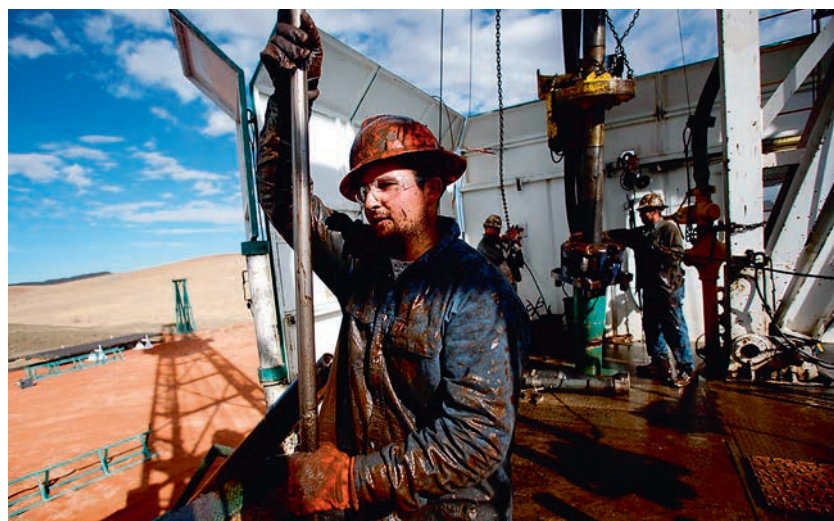
Большая доля выхода легких фракций позволяет осуществлять рекуперацию газовой фазы, используя различные варианты: закачкой газа через систему законтурных или внутриконтурных нагнетательных скважин, возвратом попутных газов после их отделения от нефти и сжатия, либо в качестве источника подогрева дистиллята, закачиваемого в пласт, либо для обеспечения собственного нагрева установки «ЯРУС».

При разработке месторождения при добыче нефти пласт теряет тепловую и упругую энергию, в том числе, в виде:

- удельной энергии охлаждения (нагрева) нефти: 64 кДж/кг;
- удельной энергии охлаждения (нагрева) воды: 149,5 кДж/кг;
- удельной энергии парообразования (конденсации) легких фракций: 360–484,5 кДж/кг;
- работы изотермического сжатия (расширения) легких фракций: 206–748 кДж/кг.

Итого, считая для простоты, что добываемое сырье содержит нефти и воды 50 / 50 % масс., получим, что пласт теряет 390–723 кДж/кг энергии.

Расчеты показывают, что сжигание попутного газа в количестве около 3,5% масс. от исходного количества нефти (теплота сжигания 45–55,5 МДж/кг) компенсирует данные потери энергии в двукратном размере, либо полностью – с учетом



	Удельная энергия парообразования (конденсации)	Удельная теплота сгорания низшая / (высшая)	Удельная работа изотермического сжатия (расширения)	Минимальная действительная работа сжижения	Теплоемкость
	кДж / кг	МДж / кг	кДж / кг	кДж / кг	кДж / кг • К
Метан	484,5	49,8/ 55,5	748	2700–4320	2,2
Пропан	424	46,4 / 50,3	272	288	–
Бутан	395	– / 49,5	206	–	–
Пентан	360	–	–	–	2,45
Попутный нефтяной газ	–	– / 45	–	–	–
Нефть	–	–	–	–	1,5–1,8
Вода	2300				4,2
среднегодовая температура воздуха г. Альметьевск 4,4°C					
средняя температура пласта 40°C (313K);					
пластовое давление 100–200 атм					

КПД использования тепловой энергии сжигания 50%.

Справочные данные, использованные при расчете, приведены в Таблице.

Передача тепловой энергии, полученной при сжигании попутного газа, в пласт может осуществляться за счет подогрева потоков веществ, закачиваемых в пласт (воды, нефтяного дистиллята, газов), конденсацией в скважине газов, возвращаемых в пласт.

При закачке в пласт нефтяного дистиллята и более простых химических веществ, полученных в результате переработки сырой нефти, энергия пласта также может увеличиваться за счет роста химической энергии потенциального взаимодействия. Эта энергия не учитывается, но может иметь весьма значительную величину.

Особенности конструкции «ЯРУС», а также большая доля выхода легких фракций, позволяют использовать попутные газы для полностью автономного энергообеспечения процесса переработки.

Достоинство третьего варианта в том, что он не требует больших затрат тепловой энергии и большого парка оборудования (установок подготовки нефти, подогрева воды, резервуаров), поэтому может с успехом применяться в том числе малыми нефтяными компаниями, либо на малых месторождениях.

В любом случае, целью является поддержание общей энергии пласта, говоря точнее, – снижение неизбежного падения общей энергии пласта в процессе добычи. Независимо от способа компенсации – с помощью

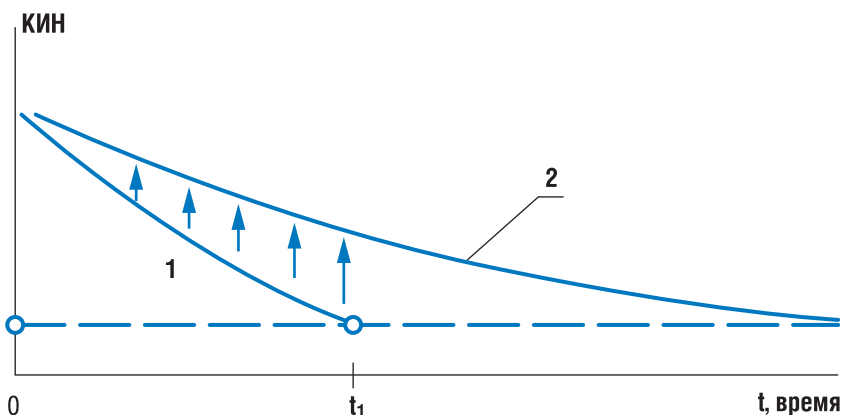
закачки подогретой воды, закачки дистиллята или с использованием оборудования «ЯРУС», – снижение падения энергии пласта должно увеличить срок рентабельной добычи месторождения, а также увеличить КИН (Рис. 7).

Поддержание энергии пласта видится перспективным решением задачи увеличения КИН и значительного продления срока рентабельной добычи скважин. Предложенный подход может использоваться для восстановления выработанных скважин, месторождений с сильной обводненностью, проблемных месторождений. ●

Литература

1. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986.
 2. Чекалюк, Б. Э. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965.

РИС. 7. Увеличение срока рентабельной добычи месторождения



1 – добыча без поддержания пластовой энергии; 2 – добыча с поддержанием пластовой энергии; t1 – срок рентабельной добычи по варианту 1

ООО «НПП «ЭкоЭнергоМаш»
 420095 г. Казань,
 ул. Восстания 100
 НТЦ ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг»
 Тел./ф.: +7 (843) 212 5307, 212 5305
 www.eemkzn.ru
 E-mail:ekoenergomash@mail.ru
 Директор Намазов М.О.

ООО «НПО Кинематика»
 420061, Казань,
 ул. Н.Ершова, д.29 А
 Тел.: +7 (495) 681-7700
 info@npo-kinematika.com;
 npo-kinematika.com
 Генеральный директор
 С.Е. Угловский