

В порядке обсуждения

УДК 622.276+553.98+530.1

ДИНАМИКА ЖИЗНИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.П. Запывалов

Томский политехнический университет
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. акад. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
E-mail: ZapivalovNP@ipgg.nsc.ru

Установлен критический порог возмущения флюидодинамической системы. Показана необходимость реабилитационных циклов и щадящих методов (технологий) воздействия на пласт. Сделан вывод о возможности длительного и эффективного освоения нефтегазовых месторождений с высоким коэффициентом конечной нефтеотдачи. Разработана физико-математическая модель динамики месторождения. Предлагается принципиально новая научно-технологическая парадигма освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов.

Ключевые слова:

Углеводородные ресурсы, нефтеотдача, критический порог возмущения, реабилитация, живая флюидодинамическая система, уравнение состояния, экология, долголетие месторождений.

Key words:

Hydrocarbon resources, oil recovery, threshold of critical state, rehabilitation, a living fluid-dynamic system, equation of state, ecology, oilfield longevity.

Считается, что проблема увеличения нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях является ключевой в нефтегазовой теории и практике. Интенсивная ускоренная разработка многих месторождений осуществляется на «закритических» режимах и, как правило, приводит к большим объемам остаточной, трудноизвлекаемой нефти [1, 2]. Академик А.А. Трофимук в 1957 г. обозначил методические принципы промысловых исследований с целью увеличения нефтеотдачи пластов [3]. Ряд интересных работ по этой проблеме опубликовал С.О. Денк, который показал, что «... смена состояний геофлюидодинамической системы влечет за собой резкое изменение характера фильтрации и соответственно затрат пластовой энергии на перенос флюидов» [4. С. 51]. Можно особо отметить экспериментальные исследования Г.А. Кринари и М.Г. Храмченкова, которые установили наноэффекты, снижающие фильтрацию в продуктивных пластах [5]. Есть много нетрадиционных и смелых выводов у Р.Х. Муслимова [6, 7], который по многим позициям поддерживает концепции автора настоящей статьи.

Авторские концепции

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 [1, 8].

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 углеводородных скоплений.

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

Состояние залежи. Термодинамические аспекты

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

Любое скопление углеводородов (точнее, флюидонасыщенная система) 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 [1, 8].

Природное состояние указанной системы (как и всякой физической субстанции) описывается совокупностью термодинамических параметров a_1, a_2, \dots, a_n , среди которых основные – давление P , температура T , объем V , химический потенциал 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

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

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.

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 падающим, то самоорганизующаяся система выравнивает это неравновесие.

Особенно это важно на поздних стадиях жизни месторождения. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняет-

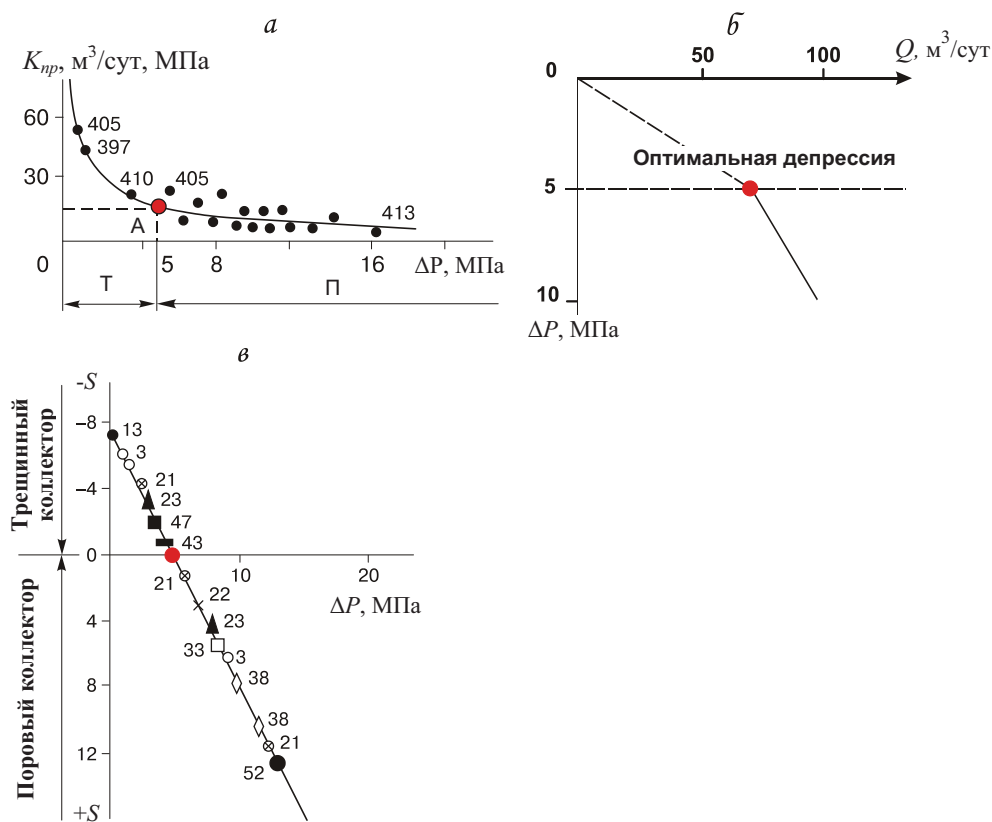


Рис. 1. а) Индикаторная диаграмма и зависимость коэффициента продуктивности от депрессии по скважинам (цифры). Месторождение Южное, Нижневартовский свод. Западная Сибирь. б) Индикаторная диаграмма по скв. 43 Барсуковского месторождения (Республика Беларусь). в) Характеристика флюидодинамических параметров карбонатных коллекторов порово-трещинного типа. Связь показателей скин-эффекта и депрессии по скважинам (цифры) месторождения Бештентяк (Киргизия)

ся пласт и изменяется его минералогический состав.

Пороговое возмущение можно оценить через депрессию на пласт. На практике установлено, что максимальная депрессия на пласт ($P_{пл} - P_{зоб}$) 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 (рис. 1). На рис. 1, v 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 депрессии ($P_{зоб} - P_{пласт}$) тоже не должна превышать 5 МПа, что особенно важно для проведения гидроразрывов.

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-энергепереноса, пороговые значения которых определяют граничные параметры системы на определенный момент времени [1].

С учетом более чем столетнего мирового опыта активного освоения нефтяных месторождений определилась стадийность их разработки, которая может быть представлена следующим графиком (рис. 2).

По оси ординат показана добыча нефти Q , по оси абсцисс – ориентировочное время t (периоды) разработки нефтяных месторождений с учетом данных различных исследователей. 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. Реабилитационные циклы в процессе освоения любого месторождения и щадящие методы

увеличения нефтеотдачи являются основой продления жизни месторождения и возможности его разработки на длительное время.

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), что 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 [1, 2, 9].

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.

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 Зыбы-Глубокий Яр – 56 лет.

Р.Х. Муслимов в 2007 г. [6] 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. 3).

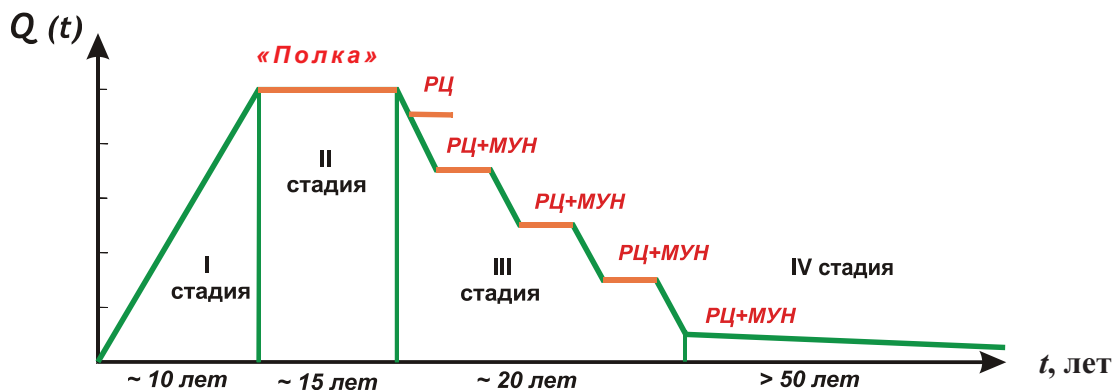


Рис. 2. Обобщенный график жизни нефтяного месторождения

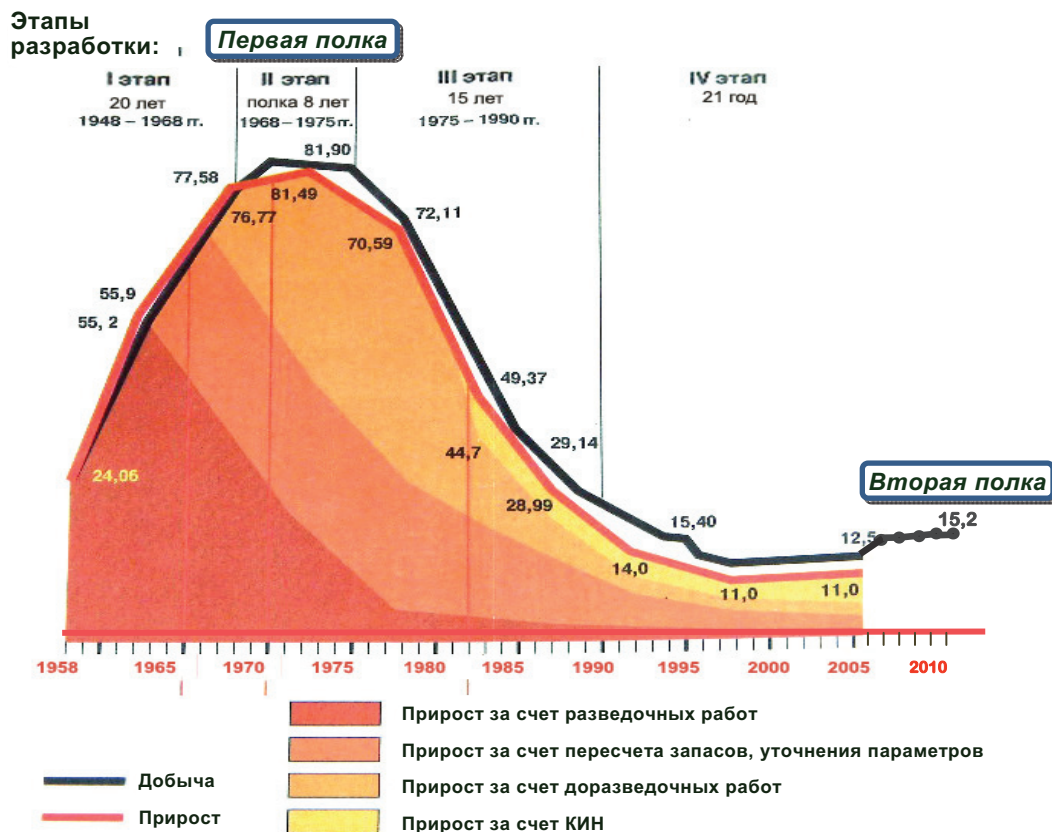


Рис. 3. График жизни Ромашкинского месторождения, Татарстан. Добыча и прирост запасов в млн т

По мнению Р.Х. Муслимова, это месторождение будет разрабатываться до конца XXI столетия, то есть его долголетие будет превышать 150 лет, за счет «подпитки» новыми порциями углеводородов [6, 7].

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.

Верх-Тарское месторождение (Новосибирская область) – пример ускоренной выработки активных запасов и беспощадной эксплуатации Живых нефтенасыщенных систем. Реальный график жизни Верх-Тарского месторождения можно сравнить с рис. 2 и 3. Как видно, здесь «полки» нет (рис. 4), только две стадии. Обводненность добываемой продукции на Верх Тарском месторождении превышает 80 %. Это результат использования гидроразрыва и закачки воды. Добытчики нефти занимают не освоением месторождения и даже не разработкой, а только выработкой активных запасов в закрытическом режиме.

Гидроразрыву подвергаются все вновь пробуренные скважины с самого начала их эксплуатации. В нефтяной пласт Ю₁ с целью поддержания пластового давления закачивается вода в объемах, многократно превышающих добычу нефтяного флюида. В 2010 г. действующий эксплуатационный фонд на месторождении составлял 92 скважины, а дей-

ствующий нагнетательный фонд – 74 скважины. Средний дебит нефти – 41 т в сутки, а воды в объеме 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 [10].

«Поршневым» принцип вытеснения нефти в пласте не обеспечивает эффективную перколяцию. Следует иметь в виду, что масштабная закачка «инойродной» воды резко и необратимо изменяет минералогический состав продуктивного пласта и соответственно все природные свойства коллектора, то есть происходит активный техногенный метасоматоз с отрицательным эффектом. К сожалению, в Западной Сибири многие месторождения разрабатываются аналогично Верх-Тарскому.

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.

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. 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.

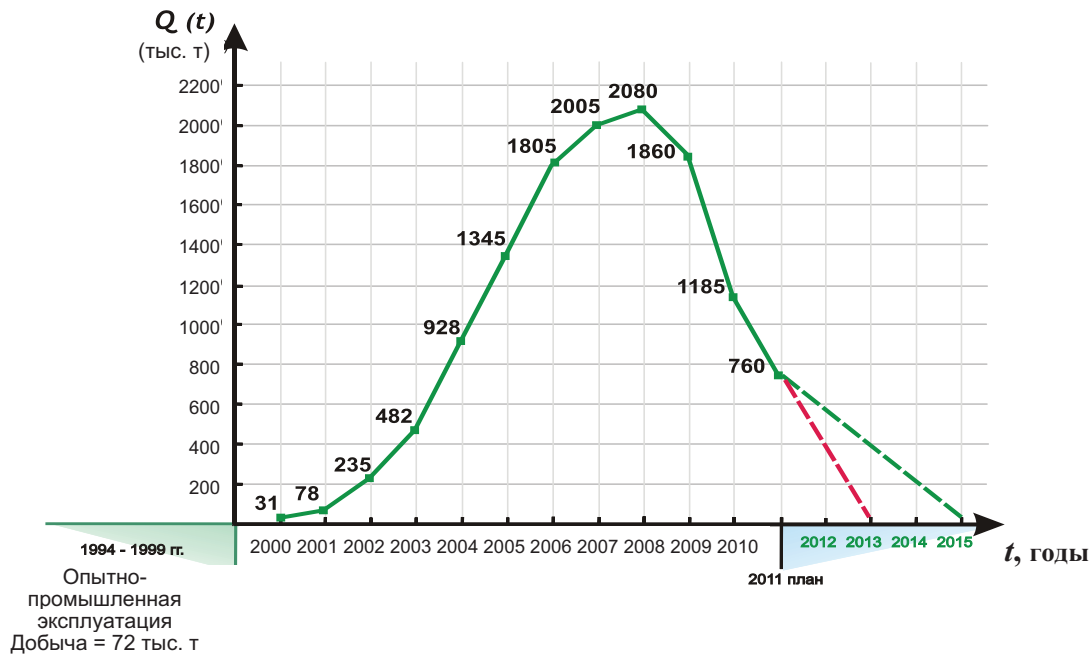


Рис. 4. График жизни Верх-Тарского месторождения

Физико-математическая модель флюидонасыщенной системы

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.

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:

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

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 [11].

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:

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

где Z – функция от многих переменных; λ – один из параметров a_1, a_2, \dots, a_n состояния системы, выбранный в качестве основной величины в динамической модели системы; $\partial \lambda / \partial t$ – частная производная этой величины по времени; $x = (x_1, x_2, x_3)$; $\nabla a_1, \nabla a_2, \nabla a_n$ – 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 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. Соблюдение критического порога (5 МПа), реабилитационные циклы и шадящие индивидуальные методы увеличения текущей и конечной нефтеотдачи – обязательное условие длительной эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений.

2. Закритические режимы разработки нефтяных месторождений возмущают геологическую среду и создают многочисленные точки бифуркаций в глубинных недрах и на поверхности, что предопределяет экологические риски.
3. Предлагается принципиально новая научно-технологическая парадигма освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов, предусматривающая непрерывный мониторинг

состояния системы, учитывающая критический порог ее устойчивости с целью обеспечения флюидодинамического баланса. Это позволит сохранить на длительный период активные запасы нефти, восполнение которых возможно за счет новообразованных объемов углеводородной массы и шадящих методов увеличения нефтеотдачи, не нарушающих состав и свойства продуктивных пластов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск: Гео, 2003. – 198 с.
2. Запивалов Н.П., Лобов В.И. Геофлюидодинамические методы управления напряженно-деформированным состоянием нефтенасыщенных резервуаров и продуктивностью скважин // Геодинамика и напряженное состояние недр земли: Тр. Междунар. конф. – Новосибирск, 6–9 окт. 2003 г. – Новосибирск: Ин-т горного дела, 2004. – С. 447–454.
3. Трофимук А.А. К методике промысловых исследований нефтеотдачи пластов // Исследования нефтеотдачи пласта: Метод. совещ. во ВНИИ. Тр. Всесоюз. Нефтегазового НИИ; Вып. 24, ноябрь 1957. – М., 1959. – С. 103–128.
4. Денк С.О. Моделирование геофлюидодинамической системы нефтегазоносного пласта-коллектора. – Пермь: Электронные издательские системы, 2002. – 296 с.
5. Крибари Г.А., Храменков М.Г. Образование минеральных включений в обводняемых пластах как важная причина снижения фильтрации // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Матер. Междунар. научно-практ. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения акад. А.А. Трофимука. – Казань, 7–8 сентября 2011. – Казань: Фэн, 2011. – С. 214–218.
6. Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского месторождения // Геология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 3–12.
7. Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. – Казань: Фэн, 2009. – 727 с.
8. Резников А.Н. Геосинергетика нефти и газа. – Ростов-на-Дону: Изд-во «ЦВВР», 2008. – С. 258–261.
9. Запивалов Н.П. Реабилитационные циклы – основа восполнения активных запасов на разрабатываемых месторождениях // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Матер. Междунар. конф. памяти акад. П.Н. Кротова. – Москва, 20–24 мая 2002. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 330–332.
10. Запивалов Н.П. Новосибирская нефть-2010 как зеркало российской «нефтянки» // Эко. – 2010. – № 9. – С. 31–49.
11. Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. – Новосибирск: ГЕО, 2009. – 131 с.
12. Способ повышения нефтеотдачи пластов: пат. 2425967 Рос. Федерация; заявл. 30.09.09; опубл. 10.08.11, Бюл. № 22.

Поступила 14.10.2011 г.