

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2016

УДК 622.276.003.1

Галяутдинов И.М.

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть Научно-технический центр» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), Санкт-Петербург, Россия, Galyautdinov.IM@gazpromneft-ntc.ru
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург, Россия.

Краснов О.С.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ЗА СЧЕТ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Рассмотрена значимость вопросов повышения энергоэффективности как для нефтегазовой отрасли, так и для России в целом. Уделено внимание основным объектам возникновения энергопотерь на производственных объектах нефтедобычи. Приведены результаты экономической оценки по различным вариантам оптимизации затрат и повышения энергоэффективности на месторождении на поздней стадии разработки. Показана разработанная авторами экономическая модель для оценки экономического потенциала за счет повышения энергоэффективности.

Ключевые слова: оценка экономического потенциала, повышение энергоэффективности, энергетическая безопасность, месторождения на поздней стадии разработки, энергопотери, нефтедобыча.

Повышение энергоэффективности является одной из важнейших стратегических задач России, успешное решение которой будет способствовать увеличению темпов экономического развития страны и обеспечению ее энергетической и экономической безопасности.

Достигнутый в настоящее время уровень использования энергии нельзя признать удовлетворительным. Представленная на рис. 1 карта мира и диаграмма с данными по использованию энергии на единицу внутреннего валового продукта (ВВП) свидетельствует, что энергоемкость производства в России почти в два раза выше, чем в мире. По мнению А.Б. Богданова [Богданов, 2013] можно выделить три ключевых фактора, определяющих повышенную энергоемкость промышленного производства страны:

- огромная площадь (потери энергии за счет транспортировки);
- климатические условия (большие территории расположены в «холодных» регионах, где потребление тепловой энергии более чем в три раза превышает нормы);
- доступное и дешевое топливо (одна из главных объективных причин невостребованности энергосберегающих технологий).

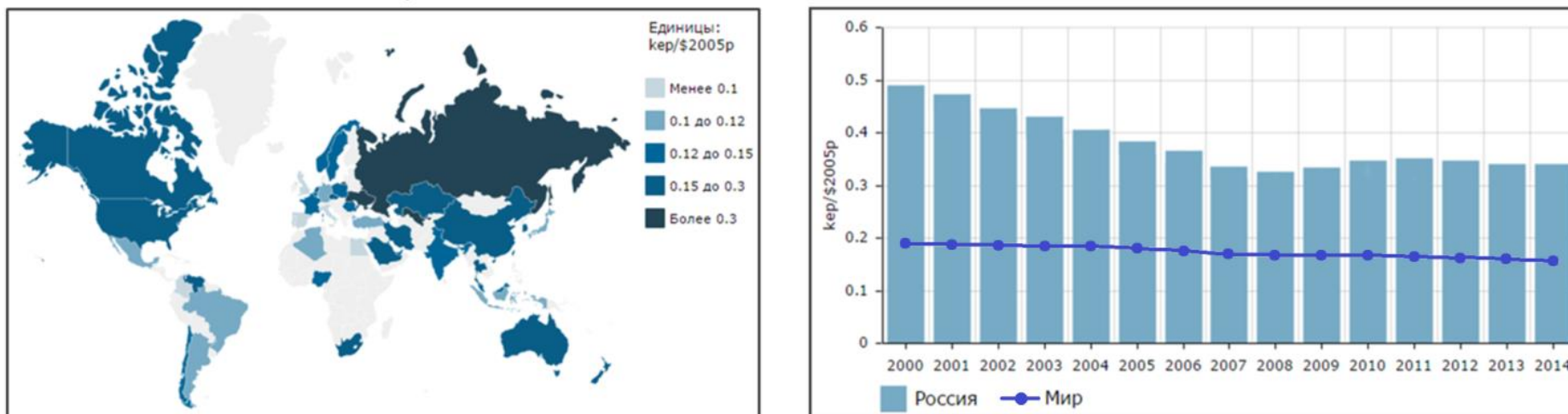


Рис. 1. Карта мира и диаграмма использования энергии на единицу внутреннего валового продукта [Статистический ежегодник мировой..., 2015]

Избыточной энергоемкостью производства характеризуются и предприятия топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

Следовательно, для обеспечения энергетической безопасности России необходимо существенное повышение энергоэффективности во всех отраслях производства и сокращение отставания от наиболее развитых стран.

Стоит отметить, что ТЭК, центральной частью которого является нефтегазовый сектор, занимает ключевое место в структуре российской экономики. Доля ТЭК в ВВП России составляет 30%, из них более 25% приходится на нефтегазовую отрасль. Эта отрасль, кроме того, является основным источником валютных поступлений и налоговых отчислений в бюджет России (рис. 2).

Современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется рядом сложных проблем, оказывающих негативное влияние на эффективность реализуемых проектов разработки месторождений. Главное из них – многократное падение нефтяных цен и повышение затрат на разведку и разработку новых месторождений. Причем капиталоемкость разработки месторождений постоянно увеличивается, поскольку растет доля трудноизвлекаемых запасов, ведется освоение месторождений на шельфе, что требует внедрения дорогостоящих и энергоемких технологий.

Особенно остро перед компаниями стоят вопросы повышения энергоэффективности, которые эксплуатируют месторождений на поздних стадиях разработки. Классический жизненный цикл освоения нефтяного месторождения, состоящий из четырех стадий, представлен на рис. 3, из которого видно, что третья и четвертая стадии характеризуются резким падением добычи нефти и дальнейшим ее снижением в течение длительного времени.

Как правило, на завершающей стадии разработки рентабельность добычи для недропользователя при любых уровнях цен снижается и приближается к нулю. При этом действующая система налогообложения будет обеспечивать государству существенный доход.

Сопоставление динамики доходов недропользователя и государства, представленное на модели (рис. 4), показывает, что уже к 15-му году разработки экономическая эффективность для недропользователя приближается к нулю, поскольку для поддержания проектных уровней добычи необходимы дополнительные мероприятия, которые приводят к существенному удорожанию добычи нефти. В этих условиях немаловажна роль государственной поддержки в виде реализации гибкого налогового режима, предусматривающего:

- дифференциацию налога на добычу полезных ископаемых при условии организации раздельного учета добычи нефти из выведенных из консервации скважин и низкодебитного фонда;



Рис. 2. Роль топливно-энергетического комплекса в экономике России [Новак, 2013]

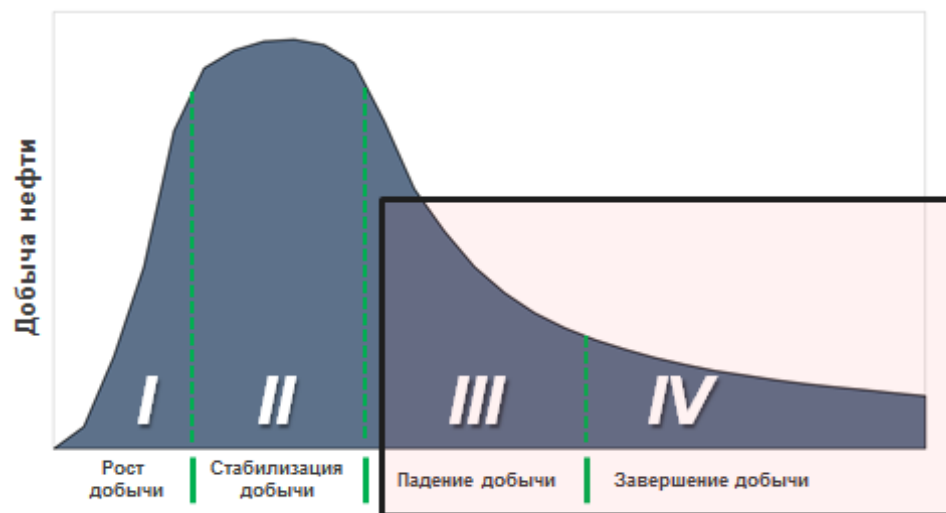


Рис. 3. Жизненный цикл нефтяного месторождения

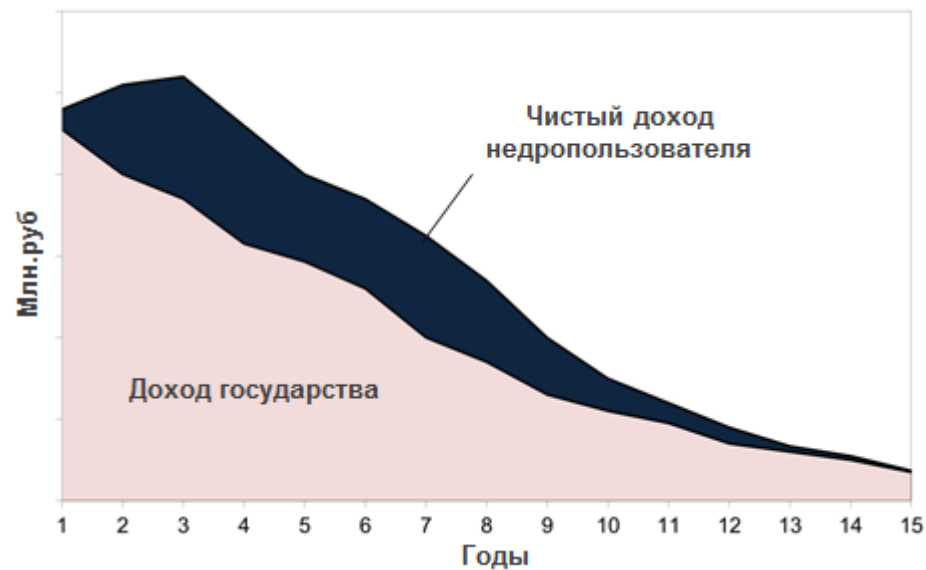


Рис. 4. Экономическая эффективность разработки месторождений при действующей налоговой системе [Макаров, 2009]

- внедрение налоговых инструментов стимулирующего характера для реализации программ по повышению энергоэффективности производств.

Опыт ведущих нефтедобывающих стран мира показывает значительные возможности продолжения эксплуатации месторождений на поздней стадии за счет использования гибких систем налогообложения.

В условиях падения добычи нефти, увеличения затрат на подъем жидкости из скважины компании вынуждены проводить геолого-технические мероприятия, оптимизировать работу скважин, повышать энергоэффективность производственных объектов для обеспечения безубыточной деятельности.

Возможные причины возникновения энергопотерь в нефтедобыче на месторождении с поздней стадией разработки можно условно разделить на две большие группы (рис. 5).

Первая группа – это энергопотери, связанные непосредственно с добычей нефти. К ним можно отнести сверхнормативные потери энергии, вызванные простоями в работе скважин, эксплуатацией низкодебитных и высокообводненных скважин, использованием неоптимальных технологий извлечения нефти и жидкости, применением несбалансированных методов управления закачкой жидкости.

Ко второй группе относятся энергопотери, связанные с производственной инфраструктурой. В её состав можно включить затраты на транспортировку и подготовку добываемой продукции, затраты на нерациональное потребление энергии на производственных объектах, затраты, связанные с «человеческим» фактором и др.

Выявление объектов с энергопотерями предлагается проводить на основе комплексного подхода с учетом текущих уровней экономических и производственных показателей. Данный процесс можно представить в виде упрощенной блок-схемы (рис. 6).

Все элементы данной блок-схемы направлены на реализацию задачи по повышению энергоэффективности, начиная от анализа эффективности эксплуатации объектов нефтедобычи, подбора мероприятий по оптимизации работы и, заканчивая реализацией этих мероприятий и оценки реального эффекта, который может выражаться как абсолютный эффект (снижение затрат за счет оптимизации работы), так и в виде удельных показателей энергоэффективности, например, снижения энергоемкости единицы товарной продукции.

В качестве примера выявления энергопотерь на основе комплексного подхода выбрано месторождение на поздней стадии разработки, расположенное на территории Томской области.

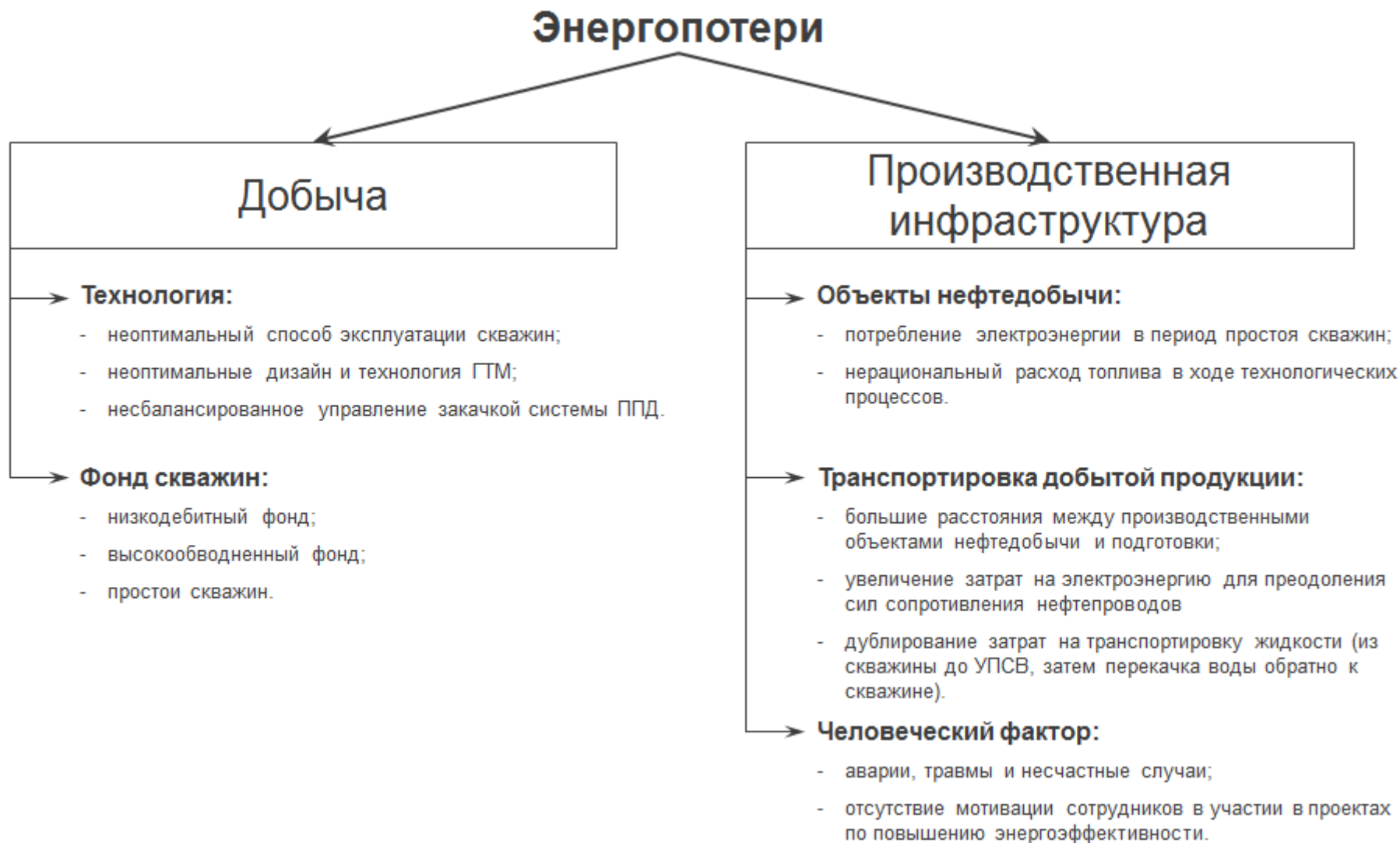


Рис. 5. Причины возникновения энергопотерь в нефтедобыче



Рис. 6. Блок-схема процесса выявления и устранения энергопотерь в нефтедобыче

Основные характеристики месторождения:

- поровый тип коллектора;
- разработка системой наклонно-направленных скважин;
- освоение скважин с гидравлическим разрывом пласта;
- сформированная система поддержания пластового давления (ППД);
- высокая текущая обводненность скважин и низкая выработка запасов нефти.

Проанализированы следующие объекты возникновения энергопотерь на месторождении:

- фонд добывающих скважин (анализ технического состояния, геологических условий и рентабельность);
- система ППД (анализ уровней закачки, затрат на подготовку, транспортировку воды для закачки в нагнетательные скважины, оценка показателей разработки по элементам заводнения);
- энергопотребление основных объектов нефтедобычи (анализ затрат на электроэнергию, анализ возможности модернизации оборудования).

Месторождения со сформированной системой ППД, как правило, делят на ячейки

заводнения (элементы заводнения) для ускорения процесса выбора «проблемных» участков и скважин. Этот процесс представлен на рис. 7. По каждому из элементов проводится оценка выработки запасов, оценка компенсации отборов закачкой, анализ работы добывающих и нагнетательных скважин. Первоочередными для анализа являются элементы с резко выраженными «скачками» значений текущей компенсации (кратно выше либо ниже проектных значений). В них проводится детальный анализ причин отклонений от проектных значений, оценка работы добывающих (скачки дебитов и обводненности, забойного давления) и нагнетательных скважин (снижение приемистости, изменение устьевого давления), техническое состояние и корректность технологического режима работы.

Для всех добывающих скважин на месторождении выполняется оценка рентабельности работы, с учетом технологических и технических особенностей по каждой скважине (рис. 8). Определяется уровень безубыточности и «зона риска» (например, на уровне 10-15% от рентабельности). Полученные в результате оценки скважины будут являться первоочередными кандидатами для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Анализ показал, что в пределах рассматриваемого месторождения есть фонд добывающих скважин, который на текущий момент является нерентабельным или расположен в «зоне риска», обозначенной как +10% рентабельности. Данные скважины были проанализированы на предмет возможности проведения ГТМ, оптимизации их работы. Также выявлено, что на месторождении есть ячейки заводнения с очень высокой компенсацией закачки, в соответствии с этим рассмотрены варианты оптимизации работы нагнетательных скважин. Оценка энергопотребления на производственных объектах выявила возможности для внедрения энергосберегающих мероприятий, которые позволят снизить энергопотребление. На основе полученных результатов сформированы прогнозные сценарии дальнейшей разработки месторождения и проведены многовариантные расчеты на гидродинамической модели для оценки профилей добычи и экономической эффективности каждого варианта (табл. 1).

Оценка экономической эффективности предложенных вариантов проводилась на основе сравнения динамики значений чистого дисконтированного дохода (ЧДД) (рис. 9) по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{Q_t \cdot C - Z_t - H_t}{(1 + E)^t} \quad (1)$$

где Q_t – количество добытой нефти в t -м периоде, т; C – принятая цена реализации нефти, руб./т; Z_t – текущие и капитальные затраты в t -м периоде (на проведение ГТМ, внедрение технологий и т.д.), руб.; H_t – налоговые отчисления в t -м периоде, руб.; E – принятый норматив дисконта, д. ед.

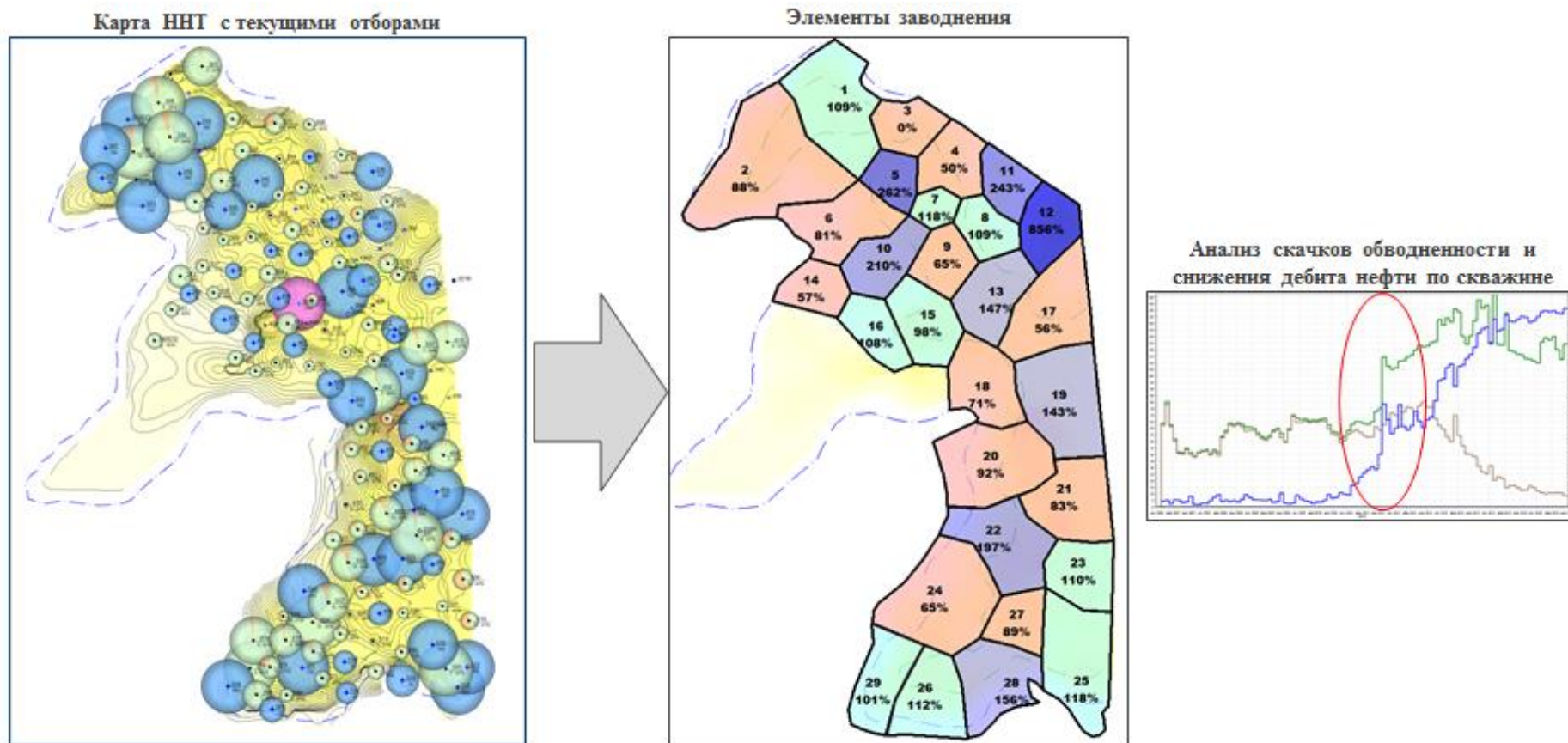


Рис. 7. Структура анализа элементов заводнения на месторождении с поздней стадией разработки

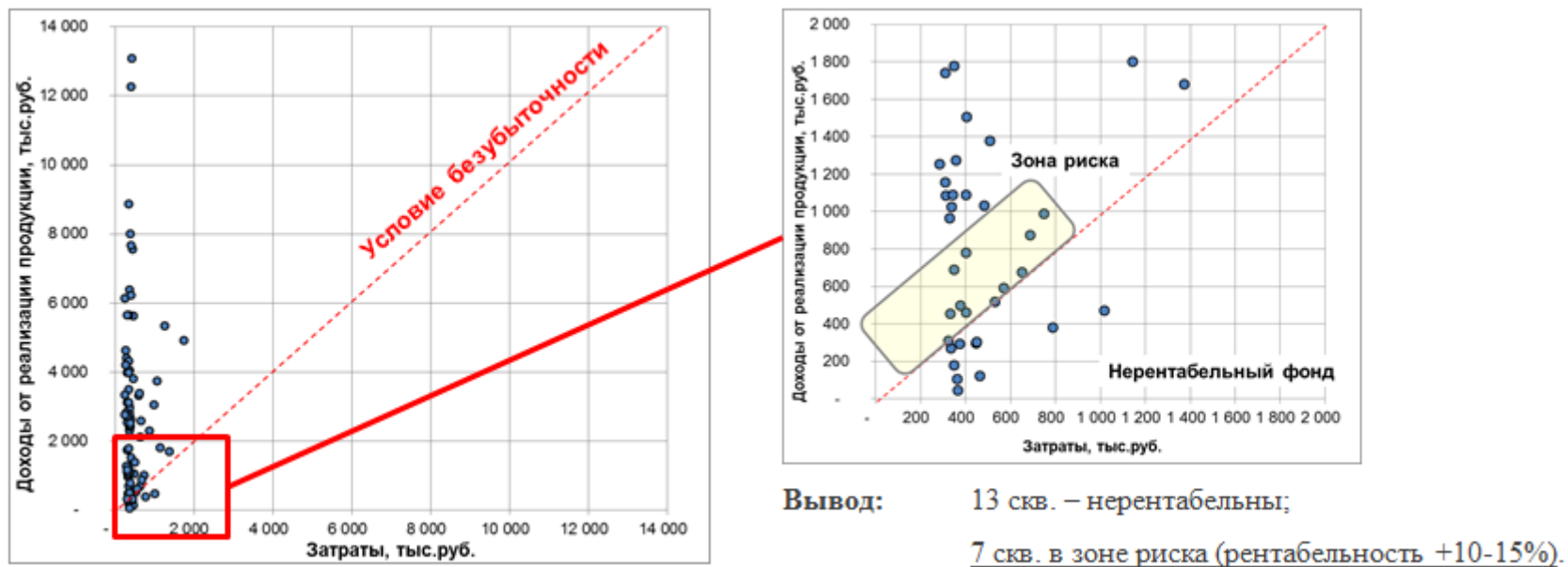


Рис. 8. Оценка рентабельности фонда добывающих скважин на месторождении

Таблица 1

Прогнозные сценарии разработки месторождения

Номер	Описание варианта	Накопленные показатели до 2040 г.				
		Жидкость	Нефть	Закачка	ЧДД	
		тыс. т	тыс. т	тыс. т	млн. руб	% +/-
Вариант 1	Базовый. Прогнозирование ведется на основе текущих показателей разработки месторождения	87725	15124	93667	4068	-
Вариант 2	Ограничение закачки до уровня значений компенсации отбора 110%	76052	14944	78704	4230	+4%
Вариант 3	Ограничение закачки до уровня значений компенсации отбора 110% и отключение нерентабельных добывающих скважин, в которых невозможно провести ГТМ.	70021	14909	79600	4380	+7%
Вариант 4	Вариант 3+ обновление оборудования, снижающего энергопотребление, мероприятия по оптимизации затрат на энергопотребление	70021	14909	79600	4460	+9%

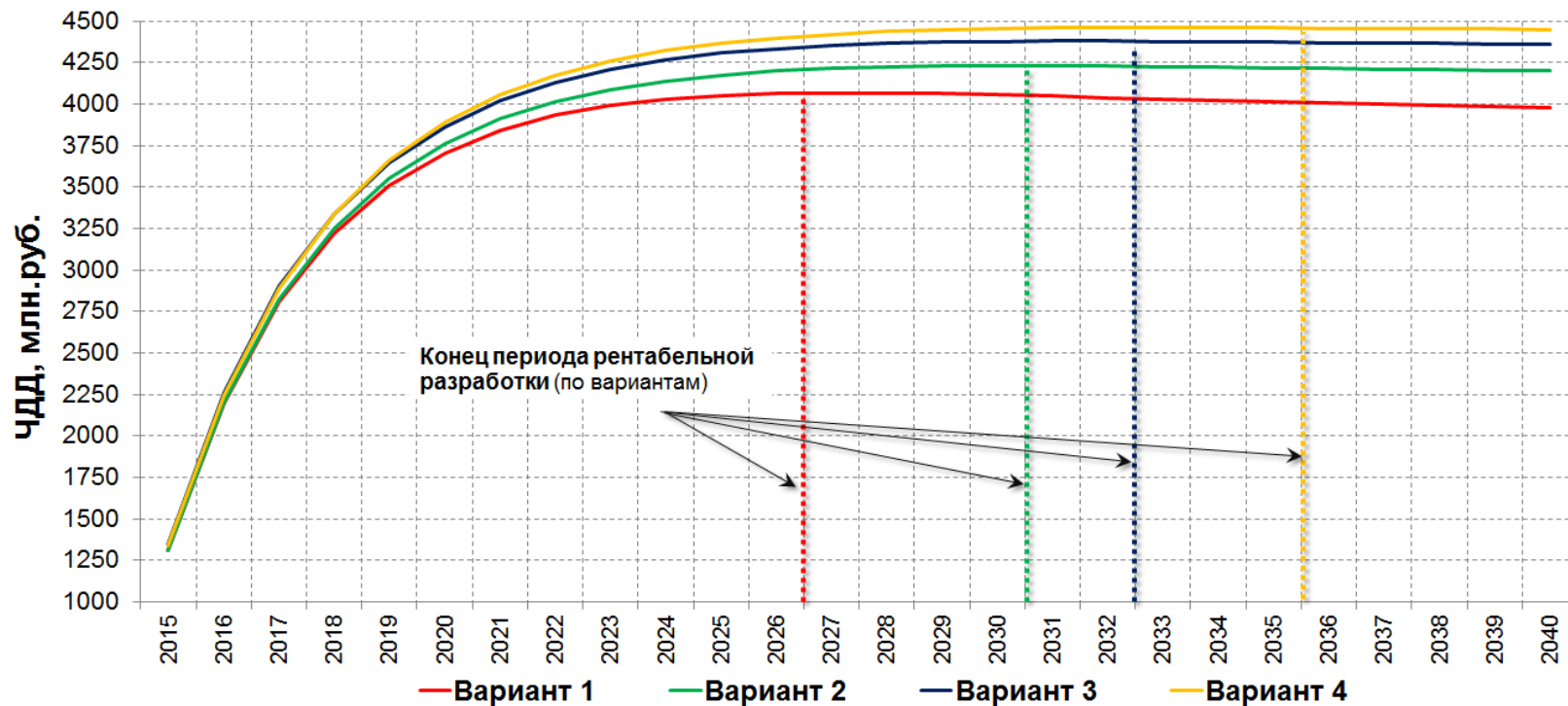


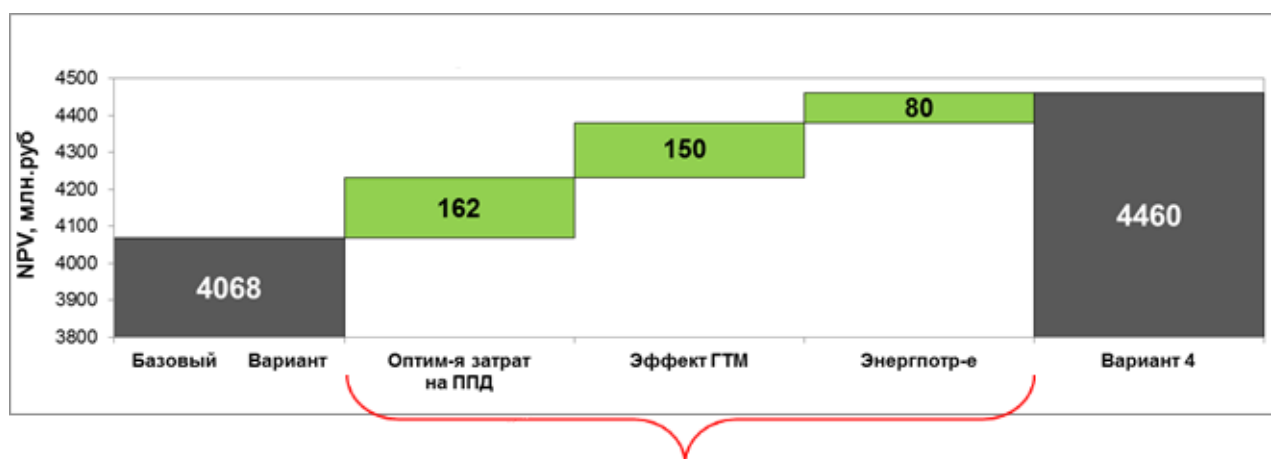
Рис. 9. Динамика чистого дисконтированного дохода по вариантам расчета

По этой формуле проводилось сравнение периода безубыточной деятельности при разработке рассматриваемого нефтяного месторождения по каждому из вариантов.

Как видно из рис. 9, безубыточный период в базовом варианте длится до 2027 г. при текущих экономических условиях, а при максимальном четвертом варианте – до 2036 г. Таким образом, рентабельная разработка рассматриваемого нефтяного месторождения может быть продлена практически на 10 лет.

За счет оптимизации работы системы ППД, реализации мероприятий и внедрения технологий, снижающих энергопотребление на производственных объектах, становится возможным увеличение ЧДД для рассматриваемого нефтяного месторождения более чем на 400 млн. руб., причем наступление экономического эффекта происходит уже в первые годы после проведения мероприятий.

На рис. 10 приведен анализ факторов, влияющих на увеличение ЧДД по максимальному четвертому варианту по сравнению с базовым. Как видно из приведенных данных наибольшее влияние на увеличение доходности разработки месторождения оказывают факторы оптимизации затрат на ППД и проведение ГТМ.



Комплекс мер по повышению энергоэффективности

Рис. 10. Факторный анализ изменения чистого дисконтированного дохода от базового варианта к максимальному

Фактор снижения энергопотребления занимает третье место по значимости, но играет существенную роль в удлинении безубыточного срока эксплуатации месторождения.

По результатам расчетов определено, что экономический потенциал в виде ЧДД за счет комплекса мер по повышению энергоэффективности составляет примерно 10% для рассматриваемого нефтяного месторождения (рис. 11) по сравнению с базовым вариантом.

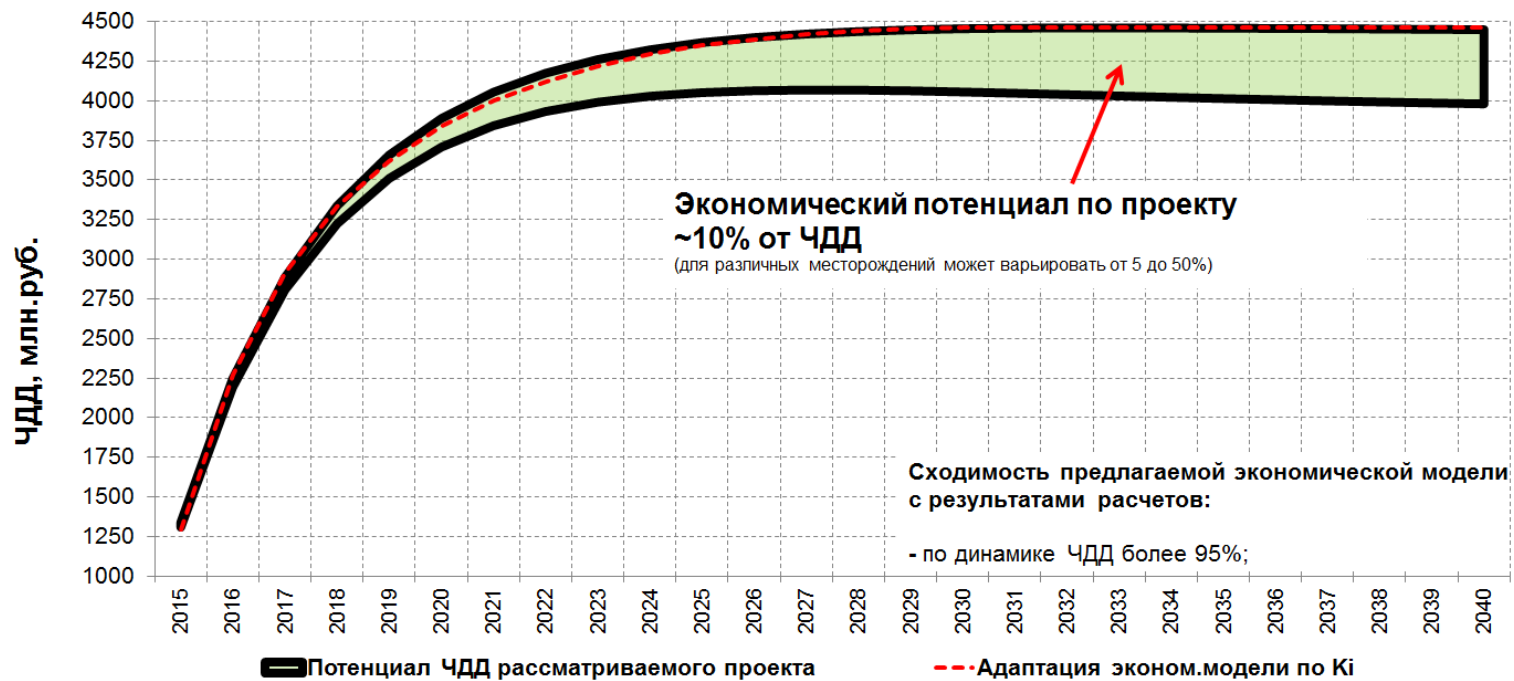


Рис. 11. Экономический потенциал за счет повышения энергоэффективности

Учитывая различные территориальные, климатические, геологические и иные условия для различных месторождений, данный показатель может изменяться в широких диапазонах – от 5 до 50% от ЧДД базового варианта.

Для полученных условий была проведена адаптация формулы расчета ЧДД с помощью эмпирического коэффициента K_t , характеризующего изменение затрат в t -м периоде за счет оптимизации издержек и повышения энергоэффективности объектов нефтедобычи. Сходимость предлагаемой модели более 95% (см. рис. 11). Полученная зависимость ЧДД рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{Q_t \cdot C - Z_t \cdot K_t - H_t}{(1 + E)^t} \quad (2)$$

где Q_t – количество добытой нефти в t -м периоде, т; C – принятая цена реализации нефти, руб./т; Z_t – текущие и капитальные затраты в t -м периоде (на проведение ГТМ, внедрение технологий и т.д.), руб.; H_t – все налоговые отчисления в t -м периоде, руб.; K_t – коэффициент, характеризующий изменение затрат в t -ом периоде, д. ед., E – принятый норматив дисконта, д. ед.

Преимуществом предлагаемой модели оценки экономического потенциала за счет повышения энергоэффективности являются:

- простота и оперативность использования, хорошая подтверждаемость на месторождениях с системой ППД;
- независимость от геологических и иных рисков разработки (месторождения на поздних стадиях, как правило, с хорошей изученностью).

Обобщая полученные результаты можно сделать следующие выводы.

1. Повышение энергоэффективности процесса разработки нефтяных месторождений является важным условием продления сроков их рентабельной эксплуатации и получения дополнительного дохода.
2. Для оценки непроизводительных потерь энергии целесообразно использовать разработанную авторами методику их анализа и классификации на всех производственных объектах с учетом эффективности применяемых технологий.
3. Представленный алгоритм комплексного подхода к выделению объектов с энергопотерями и произведенный на его основе анализ на месторождениях находящихся поздней стадии разработки позволяют рассчитать прогнозные сценарии повышения энергоэффективности и выполнить экономическую оценку их реализации по сформированным вариантам.
4. По результатам оценки определен экономический потенциал разработки рассматриваемого в качестве примера месторождения за счет повышения

энергоэффективности.

5. С учетом полученных результатов предложенная экономическая модель позволяет оперативно и с приемлемой точностью оценивать дополнительный доход от разработки месторождений за счет мероприятий по повышению энергоэффективности.

Литература

Богданов А.Б. Три причины высокой энергоемкости российского ВВП. – 2013. - URL: <http://www.eprussia.ru/epr/229/15306.htm/>

Макаров А.В. Экономические вопросы проектирования и разработки нефтяных месторождений – СПб: «Недра», 2009. – 196 с.

Новак А.В. Основные направления повышения энергоэффективности и развития энергетики. - 2013. - URL: <http://federalbook.ru/files/FS/Soderjanie/FS-27/VI/Novak.pdf>

Статистический ежегодник мировой энергетики Enerdata - 2015. - URL: <http://yearbook.enerdata.ru/>

Galyautdinov I.M.

Limited Liability Company "Gazpromneft Scientific Technical Centre" (LLC "Gazpromneft NTC"),
St. Petersburg, Russia, Galyautdinov.IM@gazpromneft-ntc.ru
National Mineral Resources University (Mining University), St. Petersburg, Russia.

Krasnov O.S.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia,
ins@vnigri.ru

**ASSESSMENT POTENTIAL OF OIL FIELDS BEING IN THE LATE STAGE
OF ENHANCED ENERGY EFFICIENCY**

The generally importance of enhanced energy efficiency for the oil and gas industry, and especially for Russia as a whole is discussed. Attention is paid to the basic objects of occurrence of energy loss in oil producing objects. The assessment results on various options to optimize costs and increase energy efficiency in a field at a late stage of recovery are presented. An economic model developed by the authors to evaluate the economic potential by increasing energy efficiency is provided.

Keywords: *economic potential evaluation, energy efficiency, energy security, fields at a late stage of recovery, energy loss, oil production.*

References

Bogdanov A.B. *Tri prichiny vysokoy energoemkosti rossiyskogo VVP in 2013* [Three reasons for the high energy intensity of Russia's GDP in 2013]. Available at: <http://www.eprussia.ru/epr/229/15306.htm/>

Makarov A.V. *Ekonomicheskie voprosy proektirovaniya i razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Economic issues of design and development of oil fields]. St. Petersburg «Nedra», 2009, 196 p.

Novak A.V. *Osnovnye napravleniya povysheniya energoeffektivnosti i razvitiya energetiki, 2013* [The main directions of energy efficiency and energy development, 2013]. Available at: <http://federalbook.ru/files/FS/Soderjanie/FS-27/VI/Novak.pdf>

Statisticheskij ezhegodnik mirovoy energetiki Enerdata - 2015 [Statistical Yearbook of World Energy Enerdata, 2015]. Available at: <http://yearbook.enerdata.ru/>

© Галяутдинов И.М., Краснов О.С., 2016