

УДК 622.276

**Д.А. Антоненко**, к.т.н., главный инженер проектов; **М.В. Прокопьев**, управление технологий разработки месторождений, e-mail: Mikhail.Prokopyev@gmail.com, ОАО «НК «Роснефть»

# ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ГАЗОВОЙ ШАПКОЙ НА ЭТАПЕ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

*В данной работе предлагается рассмотреть известный, но узко распространенный подход к моделированию технологической схемы разработки месторождений. Теоретической базой рассматриваемого подхода являются основные принципы иерархии вычислительных моделей. В работе представлен математический аппарат, который лежит в основе разработанной модели верхнего уровня, а также корреляционный анализ результатов в различных средах моделирования. Кроме того, в рамках данной работы разработан оптимизационный алгоритм, применение которого позволяет существенно ограничить количество экономически обоснованных вариантов технологических схем на этапе концептуального проектирования.*

Современное моделирование процессов нефтегазодобычи осуществляется инженерами-разработчиками с помощью мощнейшего арсенала высокопроизводительных вычислительных инструментов, который преимущественно состоит из трехмерных геолого-гидродинамических симуляторов. На начальной стадии проектирования системы разработки месторождения в условиях недостаточной информации применение 3D-моделирования не обеспечивает полной уверенности в точности получаемых результатов. Отсутствие подробной информации о фильтрационно-емкостных свойствах пласта приводит к вынужденному применению профессиональной интуиции разработчиков, которая, к сожалению, иногда является причиной серьезных ошибок. В свою очередь, простые аналитические вычисления и оценки выглядят более привлекательными, поскольку за счет своей простоты они позволяют не придумывать значения параметров, которые неизвестны, а также ускорять процесс проектирования посредством

многовариантных вычислений с целью снижения рисков.

Поэтому при выборе инструмента моделирования нужно руководствоваться двумя основными принципами: во-первых, сложность используемой модели должна соответствовать степени изученности объекта моделирования, а во-вторых – если существует возможность решить задачу двумя способами, нужно выбрать наиболее простой из них, поскольку дополнительные затраты на построение более сложной модели являются неэффективными. Отсюда можно сделать следующий вывод: при проектировании системы разработки месторождения необходимо использовать модели различного уровня сложности, или, иными словами, соблюдать иерархическую систему моделей, что позволит значительно уменьшить риск принятия ошибочного решения и более эффективно использовать человеческие ресурсы.

Таким образом, на этапе предварительного проектирования системы разработки месторождения, в отсутствие необходимого количества геолого-

физических данных о коллекторе, для получения характера изменения основных эксплуатационных параметров разработки достаточно использовать вычислительный инструмент, основанный на простых моделях, таких как материальный баланс, корреляционные соотношения и др.

## ПОЛУАНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ

Согласно иерархии вычислительных моделей, разработанную модель, в основе которой лежит модифицированное уравнение материального баланса, следует отнести к двумерным моделям: месторождение рассматривается как «динамическая бочка», т.е. первой единицей измерения является абсолютная глубина, а второй – время. Под моделью разработки месторождения с нефтяной оторочкой подразумевается система уравнений, связывающих неявно текущую нефте- и газоотдачу с природными параметрами залежи и технологическими параметрами его разработки.

При построении модели выполненными являются следующие предположения и допущения:

- коллектор считается изотропным по проницаемости;
- водонапорная система явным образом включена в модель;
- депрессии, обводненность продукции, газовый фактор – одинаковые для всех скважин;
- все запасы сосредоточены в водогазонефтяной зоне, переходные двухфазные зоны отсутствуют;
- капиллярное давление в системе поровых каналов не учитывается;
- водонефтяной и газонефтяной контакт – горизонтальны и при движении сохраняют горизонтальную форму;
- продуктивность скважин прямо пропорциональна остаточной нефтенасыщенной толщине;
- поддержание пластового давления осуществляется за счет закачки попутно добываемого газа обратно в пласт.

Таким образом, принимая во внимание принятые допущения, можно ограничить класс месторождений, разработку которых можно смоделировать с помощью данного инструмента: сюда относятся месторождения с газовой шапкой и подстилающей водой. Одним из показательных примеров может являться Юрубчено-Тохомская залежь Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения НК «Роснефть». Все предположения, описанные выше, сформулированы в рамках существующей технологической схемы.

С целью минимизации потенциальных рисков образования газовых и водяных воронок предлагается в качестве дополнительного уравнения рассматривать условие гравитационного разделения фаз в пласте, который аналитически можно представить следующим образом:

$$\Delta p = \min[(\rho_w - \rho_o(t)) \cdot g \cdot (H_{скв} - H_{ВНК}(t)); (\rho_o(t) - \rho_g(t)) \cdot g \cdot (H_{ГНК}(t) - H_{скв})] \quad (1)$$

где  $\Delta p$  – депрессия на скважинах, соответствующая режиму гравитационного разделения фаз в пласте,  $t$  – время,  $\rho_w$  – плотность воды,  $\rho_o(t)$  – плотность нефти,  $\rho_g(t)$  – плотность газа,  $g$  – ускорение свободного падения,  $H_{скв}$  – глубина проводки горизонтальных скважин,  $H_{ВНК}(t)$  – абсолютное положение водонефтяно-

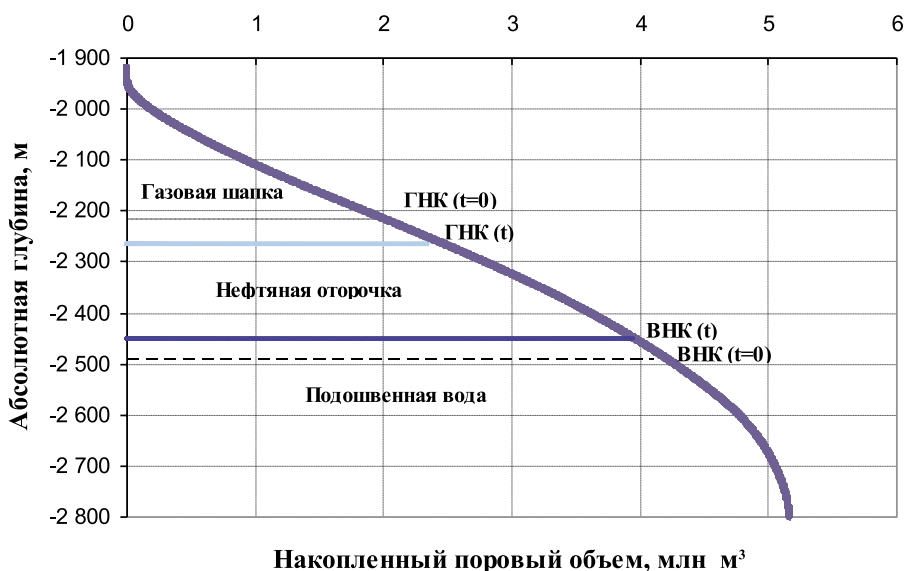


Рис. 1. Распределение порового объема коллектора по глубине

го контакта,  $H_{ГНК}(t)$  – абсолютное положение газонефтяного контакта. Чтобы определять положение водонефтяного и газонефтяного контактов в заданный момент времени  $t$ , необходимо задать их начальное положение, накопленные добычу и закачку флюидов в пласт, а также зависимость накопленного объема пор от абсолютной глубины. Поровый объем, занимаемый флюидом в пласте, описывается выражением:

$$V = \int_{H_0}^{H_1} \varphi(H) \cdot S(H) dH \quad (2)$$

где  $\varphi(H)$  – средняя пористость по площади залежи на абсолютной глубине  $H$ ,  $S(H)$  – площадь коллектора на абсолютной глубине  $H$ ,  $H_0$  – глубина высшей точки кровли коллектора,  $H_1$  – глубина низшей точки подошвы коллектора. Отсюда следует, что объем, занимаемый нефтью и газом в пласте, соответственно равен:

$$\begin{cases} V_{gas} = \int_{H_0}^{H_{ГНК}} \varphi(H) \cdot S(H) dH \\ V_{oil} = \int_{H_{ГНК}}^{H_{ВНК}} \varphi(H) \cdot S(H) dH = \int_{H_0}^{H_{ВНК}} \varphi(H) \cdot S(H) dH - V_{gas} \end{cases} \quad (3)$$

Так как зависимости средней пористости и площади коллектора зачастую невозможно аппроксимировать сколько-либо простыми функциями, необходимо найти аналитическое решение (3) относительно глубины  $H$ , которое позволит определить положения флюидных контактов. Графически решение (3) для одного из месторождений представлено на рисунке 1.

Для корректного вычисления значений газосодержания, объемных коэффициентов, плотностей использовались известные корреляционные соотношения McCain, Velarde<sup>1, 2</sup>, а также метод линейной интерполяции. Основным инструментом оперативной оценки динамики пластового давления является уравнение материального баланса. В общем виде выражение для расчета давления выглядит следующим образом<sup>3</sup>:

$$P = P_i \cdot \frac{N_p B_o + G_p B_g + W_p B_w - N(E_o + m E_g) - W_e B_w - W_i B_w - G_i B_g}{N(1+m) C_w S_{wi} + C_m B_{oi}} \quad (4)$$

где  $P_i$  – начальное среднее давление по пласту,  $N_p$  – накопленная добыча нефти,  $B_o$  – текущий объемный коэффициент нефти,  $G_p$  – накопленный добытый свободный газ,  $B_g$  – текущий объемный коэффициент газа,  $W_p$  – накопленная добыча воды,  $B_w$  – текущий объемный коэффициент воды,  $N$  – балансовые запасы,  $E_o$  – расширение нефти,  $E_g$  – расширение газа,  $m$  – относительный объем газовой шапки (отношение объема газовой шапки к объему нефти в пласте),  $W_e$  – накопленный приток жидкости из водоносного горизонта,  $W_i$  – накопленная закачка воды,  $G_i$  – накопленная закачка газа,  $C_w$  – сжимаемость воды,  $S_{wi}$  – начальная водонасыщенность,  $C_m$  – сжимаемость породы,  $B_{oi}$  – начальный объемный коэффициент нефти. Учитывая сделанные выше предположения, а также уравнения (1)–(4), можно заключить, что вычислительный процесс в модели носит итерационный

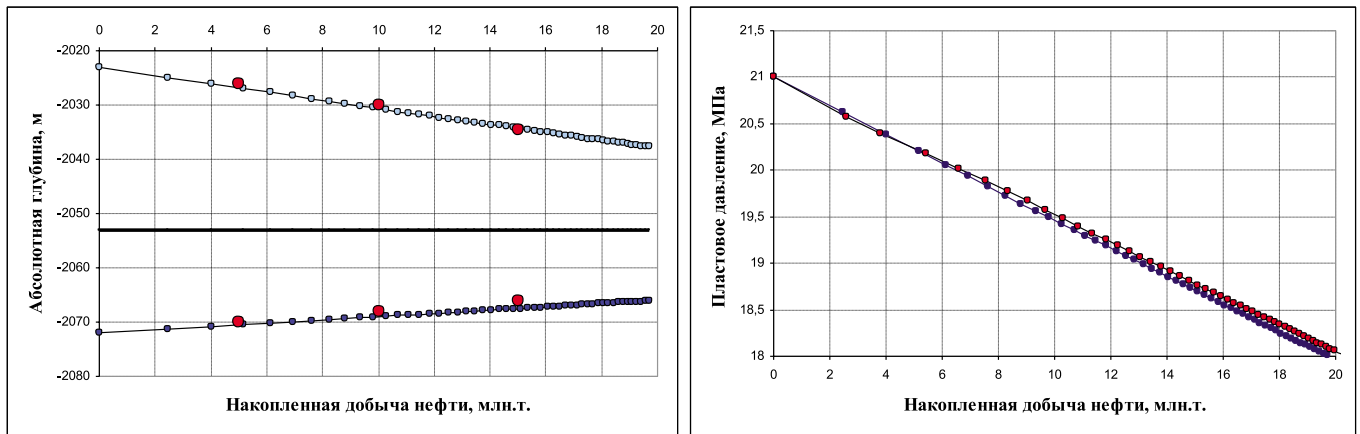


Рис. 2. Перекрестная проверка результатов моделирования в Eclipse Black Oil

характер: зная текущие значения эксплуатационных характеристик месторождения и темпы отбора нефти, с помощью уравнения материального баланса можно рассчитать значение пластового давления на следующем шаге моделирования, по которому восстанавливаются оставшиеся значения эксплуатационных параметров.

Для оценки корректности результатов, полученных с помощью разработанной модели, была проведена перекрестная проверка полученных результатов с результатами моделирования в 3D-геолого-гидродинамическом симуляторе Eclipse Black Oil (красные маркеры на рисунке 2). 3D-модель строилась согласно предположениям, сделанным выше. По результатам корреляционного анализа можно сделать уверенный вывод о том, что данные, полученные с помощью моделирования процесса разработки месторождения в разработанной модели (синие маркеры на

рисунке 2), корректны, поскольку коэффициент корреляции пластового давления и положений водонефтяного и газонефтяного контактов равен  $R = 94\%$ . На рисунке 2 приведены соответствующие результаты.

### РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Для апробации разработанной модели в качестве примера была выбрана Юрубченская залежь Юрубчено-Тохомского месторождения. Залежь приурочена к карбонатной (преимущественно доломитовой) толще древнейших рифейских отложений. Тип коллектора определяется как каверно-трещинный. Основными емкостями являются многократно повторяющиеся в разрезе кавернозные прослои окремненных доломитов. Развитая система вертикальных и субвертикальных трещин выполняет роль фильтрации флюида и обеспечивает связность интервалов с повышенной кавернозностью между собой<sup>4</sup>.

Оптимизационный процесс, ради которого разрабатывалась данная модель, подразумевает собой условную максимизацию целевых функций, характеризующих коэффициент извлечения нефти и доходность проекта разработки месторождения в целом. Условиями в рассматриваемой математической модели являются предположения, описанные выше. В качестве параметров, по которым проводится оптимизация, выбраны: абсолютная глубина проводки стволов горизонтальных скважин<sup>5</sup>, темпы добычи и закачки газа в пласт, продолжительность системы ППД, длительность поддержания дебита по газу на «полке» и его абсолютное значение.

Как известно, решение оптимизационной задачи при наличии нескольких взаимно независимых критериев характеризуется множеством равнозначных (с точки зрения максимизации) решений, каждое из которых претендует на оптимальность (множество Парето). Для выбора единственного решения необходимо проведение дополнительно исследования и формирование комплексного критерия. Это можно сделать с помощью аппарата нечеткой логики. Комплексный критерий оптимизации можно записать в виде:

$$F = \varphi[\psi_1(\tau_1), \psi_2(\tau_2), \dots, \psi_n(\tau_n)] \quad (5)$$

где  $\tau_i$  – критерий оптимизации,  $\psi_i$  – функция оптимальности по критерию  $\tau_i$ ,  $\varphi$  – функция оптимизации по набору критериев (обычно средневзвешенное среднее, или среднегеометрическое). При оптимизации системы по значению доходности проекта и коэффициенту извлечения нефти комплексный критерий  $F$  можно сформировать, например, в следующем виде:

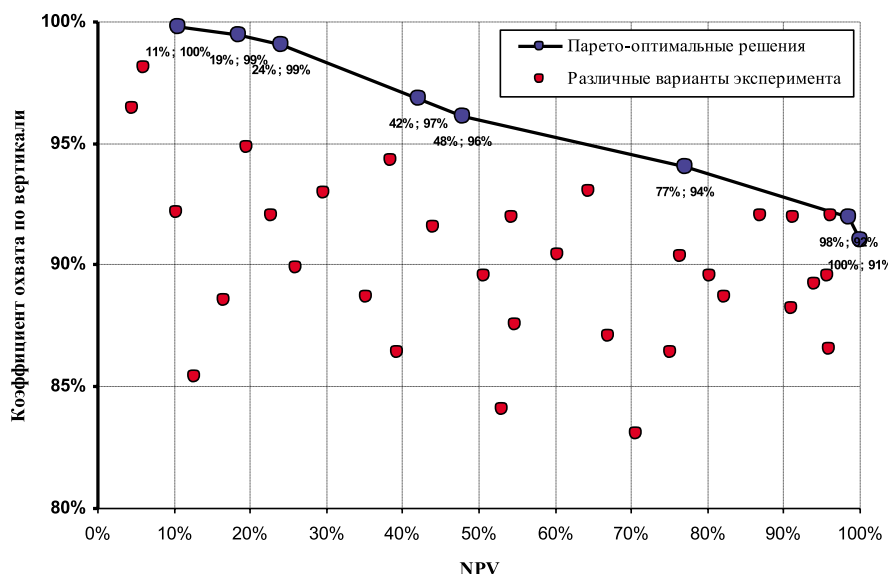
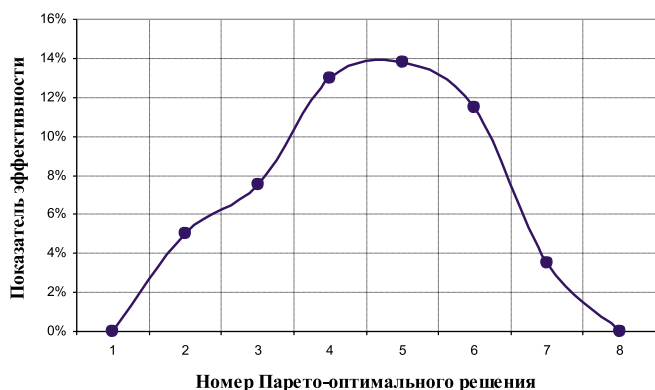


Рис. 3. Результаты решения оптимизационной задачи

**Рис. 4. Комплексный критерий оптимизации**

$$F = \sqrt{\psi_{\text{при}}(\text{NPV}) * \psi_{\text{кин}}(\text{KIN})}$$

$$\psi_{\text{при}}(\text{NPV}) = \frac{\text{NPV} - \text{NPV}^*}{\text{NPV}^*}$$

$$\psi_{\text{кин}}(\text{KIN}) = \frac{\text{KIN} - \text{KIN}^*}{\text{KIN}^*} \quad (6)$$

где NPV\* – минимально допустимое значение доходности; KIN\* – минимально допустимый коэффициент извлечения нефти.

Таким образом, согласно сделанным предположениям, можно провести оптимизацию по предложенным выше критериям, результаты которой приведены на рисунке 3.

Каждому из представленных на рисунке маркеров соответствует набор из пяти параметров, а положение маркеров определяется значениями целевых функций, которые достигаются при подстановке в модель этого же набора параметров. Необходимо отметить, что приведенные на рисунке 3 различные варианты эксперимента являются показательной выборкой. Поскольку допустимые значения параметров, по которым проводится оптимизация, принадлежат непрерывному отрезку значений, количество вариантов является бесконечным множеством, поэтому отражать все возможные варианты наборов параметров на графике нецелесообразно.

Переход от множества Парето-оптимальных решений к единственному решению предлагается осуществить с алгоритма на основе аппарата нечеткой логики, описанного выше. Значения комплексного критерия оптимизации F в соответствии с пронумерованным по возрастанию NPV множеством Парето-оптимальных решений приведены на рисунке 4.

Показательный график (рис. 4) демонстрирует, что наиболее оптимальным является набор параметров, соответствующий порядковому номеру 5, т.е. маркеру, координаты которого на рисунке 3 – 48%; 96%. Таким образом, проведенная двухступенчатая оптимизация позволяет найти единственное решение поставленной задачи. Профили добычи нефти и газа, соответствующие оптимальному набору параметров системы, приведены на рисунке 5.

На рисунке 5 светлые маркеры отражают профиль добычи нефти, соответствующий существующей системе разработки месторождения, которая подразумевает закачку попутно добываемого газа обратно в пласт на протяжении всего процесса разработки, а темные маркеры соответствуют предложенной системе разработки. Скачки профилей добычи для светлой и темной кривой на 31 и 36 год разработки соот-

**Высокотехнологичный кабель для энергетики, атомной, химической и нефтегазовой промышленности.**

ОАО "ЭКСПОКАБЕЛЬ":

(495) 505-66-92, sbt@expocable.ru

www.expocable.ru

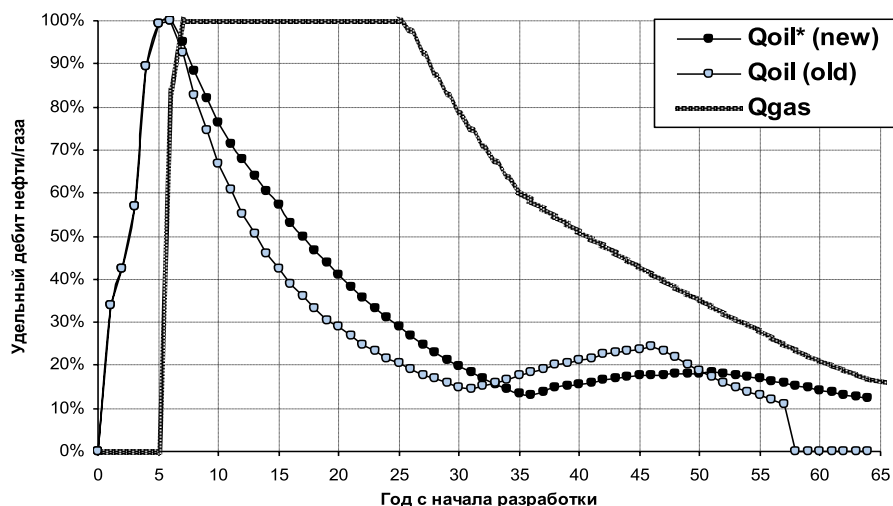
ЗАО "РЕКА КАБЕЛЬ":

(495) 543-72-45, info@rekakabel.ru

www.rekakabel.ru

**REKA**  
CABLES

50  
1961-2011



**Рис. 5. Профили добычи нефти и газа**

ветственно отражают переход к добыче посредством вышележащих зарезанных боковых стволов скважин, о котором упоминалось выше. Кроме того, предложенная технологическая схема позволяет за счет введения в промышленную разработку газовой шапки (профиль добычи природного газа также отражен на рисунке 5) получить дополнительный экономический эффект.

Также следует отметить, что в рамках данной работы получены оценки ключевых показателей экономической эффективности проекта разработки Юрубчено-Тохомского месторождения, полученные на основании результатов моделирования, которые свидетельствуют о том, что эффективность предложенной системы разработки гораздо выше существующей. Кроме того, проведен анализ варианта отмены налога на добычу природного газа в течение 1-го этапа разработки, о котором упоминалось выше. Результаты анализа подтверждают широко распространенных исследования, суть которых сводится к предложению пересмотреть действующие

налоговые ставки на добычу газа с целью вовлечения в разработку средних и малых месторождений в Восточной Сибири.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Описанные в данной статье результаты работы по оптимизации некоторых эксплуатационных параметров разработки месторождений с нефтяной оторочкой были получены с помощью разработанной полуаналитической модели, в основе которой лежит модифицированное для трещиноватых коллекторов уравнение материального баланса.

Материальный баланс имеет множество достоинств, которые объясняют факт сохранения его значимости в годы высочайших технологий в условиях преобладания сложных численных методов. Поэтому при комплексном изучении коллекторских свойств пласта материальный баланс должен быть важным этапом исследования. Этот метод следует рассматривать как предварительный этап более сложной стадии моделиро-

вания месторождения. Практически все предположения, на которых будет основываться численное моделирование, можно предварительно рассмотреть и уточнить с применением этого простого метода. Применение метода материального баланса позволило при слабой изученности месторождения в короткие сроки без построения сложной гидродинамической модели получить представление о направлении исследований в области разработки проекта освоения месторождения.

Данная работа является показательным примером использования принципов иерархичности вычислительных моделей при проектировании технологической схемы разработки месторождения. Разработка такого рода аналитических моделей позволяет на этапе концептуального проектирования произвести оперативную селекцию потенциально перспективных рентабельных вариантов. Необходимость использования полномасштабного гидродинамического симулятора возникает на следующем этапе проектирования: полученный с помощью аналитической модели набор вариантов моделируется в 3D-симуляторе с учетом тонких прискважинных эффектов, геологических особенностей коллектора, технологических ограничений. Таким образом, появляется возможность в условиях ограниченных временных ресурсов перенести основной акцент с процесса практического моделирования на процесс комплексного анализа полученных результатов, который неизбежно приведет к увеличению качества проектно-технологических решений, определяющих кумулятивную экономическую отдачу проекта разработки месторождения в целом.

### Литература:

1. Velarde J., McCain W.D. Correlation of Black Oil Properties at Pressures below Bubble Point Pressure. – A New Approach. – Annual Technical Meeting, June 8-11, 1997, Calgary, Canada.
  2. McCain W.D., Valko P.P. Correlation of Bubble Point Pressure for Reservoir Oils – A Comparative Study. – SPE Eastern Regional Meeting, 9-11 November, 1998, Pittsburgh, Pennsylvania.
  3. Севастьянова К.К., Павлов В.А. Применение метода материального баланса для прогнозирования темпов добычи пластовых флюидов и падения пластового давления для карбонатных трещиноватых коллекторов. – Нефтяное хозяйство, 2007, т. 11.
  4. Кутукова Н.М. Модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомской зоны. – Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 2009, №3.
  5. Муртазина Т. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе более полного использования потенциала горизонтальных технологий. – Технологии ТЭК, 2007, т. 9.
- Ключевые слова:** нефтяная оторочка, режим гравитационного разделения фаз, оптимизация эксплуатационных параметров, принципы иерархии вычислительных моделей.



# ИнжGeo

**ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ**



**15 лет** От достигнутых целей - к новым горизонтам

## КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- ☞ Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
- ☞ Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
- ☞ Морских терминалов;
- ☞ Перевалочных нефтебаз;
- ☞ Объектов промышленного строительства;
- ☞ Объектов гражданского строительства;
- ☞ Объектов авто- и железнодорожной инфраструктуры;
- ☞ Объектов переработки нефти и газа;
- ☞ Магистральных трубопроводов;
- ☞ Ж/Д сливо-наливных эстакад;
- ☞ Резервуарных парков;
- ☞ Автозаправочных станций и т.д..

Разработка декларации промышленной безопасности.

Разработка специальных разделов: ООС, ОВОС, ГО и ЧС, инженерной защиты от негативных природных процессов.

## КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

- ☞ Геодезические, геологические, гидрологические, геофизические, экологические;
- ☞ Аэросъёмка, лазерное сканирование;
- ☞ Сейсмическое районирование, тектоника;
- ☞ Создание топографических и тематических электронных схем различных территорий и объектов на основе разрабатываемых цифровых моделей данных в формате ГИС.

## СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ПРОМЫШЛЕННОГО И ГРАЖДАНСКОГО НАЗНАЧЕНИЯ СО СДАЧЕЙ ОБЪЕКТА «ПОД КЛЮЧ»

Авторский надзор при строительстве.

Техническая экспертиза проектов.

350038, г. Краснодар, ул. Головатого, 585  
e-mail: injgeo@injgeo.ru

[www.injgeo.ru](http://www.injgeo.ru)

тел. +7 (861) 279-2306  
факс +7 (861) 275-4759