

## Опыт построения и применения интегрированных моделей

М.А. Агупов<sup>1</sup>, А.Ф. Рычков<sup>2</sup>, А.В. Ноздренков<sup>1</sup>, Н.А. Бутакова<sup>2</sup>, к.х.н.

<sup>1</sup>Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

в г. Волгограде

<sup>2</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

**Адрес для связи:** Mikhail.Agupov@lukoil.com

**Ключевые слова:** интегрированное моделирование, жизненный цикл интегрированной модели, индикаторные исследования, гидродинамическое моделирование, сглаживающая функция, модель скважины, водогазовое воздействие (ВГВ), материальный баланс, автоматизация

Решение современных задач разработки и добычи требуют комплексного подхода. Это обуславливает активное развитие интегрированного моделирования, позволяющего оценить влияние различных элементов системы добычи друг на друга в течение всего периода эксплуатации. Интегрированный подход, в котором все компоненты объединены в единую расчетную модель пласт – скважина – система сбора – система подготовки, в отличие от классического «дискретного» подхода позволяет оперативно оптимизировать технические решения и оценить потенциал активов.

В статье рассмотрены разработка и применение подходов к совершенствованию интегрированных моделей месторождений в соответствии с их ключевыми особенностями. Обоснована необходимость проведения дополнительных исследований для повышения качества выполнения и адаптации интегрированных моделей, в том числе индикаторных (для анализа эффективности системы поддержания пластового давления, адаптации гидродинамической модели и др.) и реологических (особенно в условиях образования водонефтяной эмульсии).

Дополнительная обработка входных данных с применением сглаживающей функции на основе модели Кори позволяет исключить адаптацию моделей скважин к результатам замеров, которые резко отличаются от трендов исторических параметров работы скважины (чаще всего это связано с нестабильным водопроявлением на устье). Разработан подход к созданию моделей скважин для одновременно-раздельной добычи (ОРД). В программном комплексе отсутствует возможность моделирования технологии ОРД стандартными методами. Данный подход прошел апробацию и принят к дальнейшему использованию. При доработке методики найдено нестандартное решение задачи моделирования водогазового воздействия без использования деспенсера: путем создания дубликата скважины для раздельной закачки воды и газа. Обоснован подход к моделированию водонасыщенных пластов для оценки эффективности системы поддержания пластового давления при построении упрощенных моделей пласта сверхнизкой проницаемости. Автоматизированы операции по созданию и актуализации интегрированных моделей. Разработанные алгоритмы позволяют уменьшить количество ошибок и сократить временные затраты.

## Integrated production modeling experience

M.A. Agupov<sup>1</sup>, A.F. Rychkov<sup>2</sup>, V.A. Nozdrenkov<sup>1</sup>, N.A. Butakova<sup>1</sup>

<sup>1</sup>VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Volgograd,  
RF, Volgograd

<sup>2</sup>LUKOIL-Engineering LLC, RF, Moscow

**E-mail:** Mikhail.Agupov@lukoil.com

**Keywords:** integrated production modeling, life cycle of integrated model, tracer well testing, dynamic reservoir modeling, smoothing function, well model, water-gas stimulation, material balance, automation

Complex approach is to be implemented to resolve field development and hydrocarbon production challenges. It is the reason for vigorous development of integrated production modeling which enables to evaluate the interaction of oil production system components over the entire period of field life. Integrated model consists of mathematical models of interacted components reservoir – well – gathering facilities – processing system which enables to resolve current operational challenges as well as to assess the asset value.

Improvement of integrated production models in accordance to the crucial challenging factors of each field is the focus of the article. It is demonstrated that the implementation of tracer well testing results (for assessment of reservoir repressuring efficiency and injection well – production well interaction) and rheological study results (for superviscous oil and oil-water emulsion production cases) is crucial for correct history matching of integrated production model. Input data processing with the use of Corey model enables to exclude incorrect values which are out of the trend curve from the history matching process. Well model design approach for multi-level hydrocarbon recovery has been developed as the software provides no standard option for it. This methodological approach has been tested and taken into practical application.

Duplicating well model is a non-routine decision for water-gas stimulation of formation. The approach of modeling aquifers to assess the injection efficiency in the material balance models of reservoir characterization of low permeable formations has been justified. All modeling and history matching operations have been automated. Developed algorithms have been put into practice in order to reduce error rate and time expenditures.

Решение современных задач разработки и добычи требуют комплексного подхода. Это обуславливает активное развитие интегрированного моделирования, позволяющего оценить влияние различных элементов системы добычи друг на друга в течение всего периода эксплуатации. Интегрированный подход, в котором все компоненты объединены в единую расчетную модель пласт – скважин – система сбора – система подготовки, в отличие от классического «дискретного» подхода позволяет оперативно оптимизировать технические решения и оценивать потенциал активов.

Успешный опыт выполнения пилотных проектов в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» по созданию интегрированных моделей [1], с одной стороны, позволил сформировать общую схему жизненного цикла интегрированной модели месторождения для дальнейшей работы и универсальный подход, реализуемый на любом активе. С другой стороны, при создании каждой интегрированной модели выявлены уникальные особенности, для отражения ко-

торых в системе порой требовались нестандартные решения за рамками рутинной работы программного обеспечения (интегрированные модели создавались средствами IPM Petroleum Experts).

Самым трудоемким этапом является адаптация модели к фактическим условиям эксплуатации месторождения. Соответствия удалось достичь на разных уровнях: в моделях пласта, скважины, флюида. В данной статье рассмотрены основные сложности и пути их решения при настройке интегрированных моделей, основанные на ключевых специфических особенностях разрабатываемых объектов.

При построении интегрированной модели для анализа эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды рассчитанные прогнозные показатели не соответствовали фактической накопленной добыче жидкости и нефти. При изменении режимов работы некоторых нагнетательных скважин изменялись обводненность и давления в добывающих скважинах на расстояниях, существенно превышавших расчетную зону дренирования скважин. Вычислить коэффициенты влияния каждой нагнетательной скважины на каждую добывающую не представлялось возможным, поэтому потребовалось проведение дополнительных индикаторных (трассерных) исследований (рис. 1).

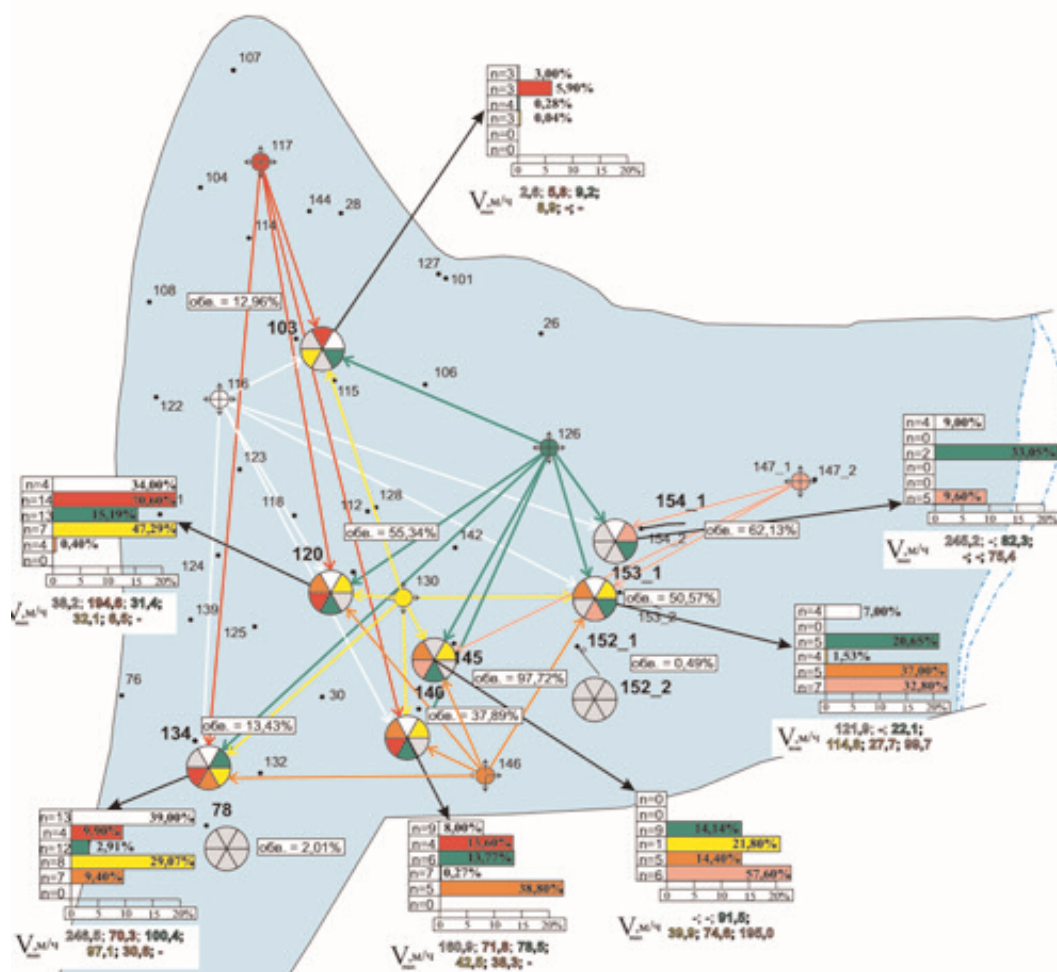


Рис. 1. Интерпретация результатов индикаторных исследований

По результатам исследований была выполнена повторная адаптация гидродинамической модели, что позволило обеспечить соответствие накопленных показателей требованиям регламента.

На ряде месторождений отмечаются низкие фактические депрессии (соизмеримые с погрешностью расчетов) [2]. Для снижения влияния колебаний замеров обводненности на качество расчетов применен вспомогательный инструмент – сглаживающая функция на основе модели Кори (Corey). В функционале ИРМ РЕТЕХ модель Кори используется для создания связи между обводненностью скважины и средней водонасыщенностью залежи в модели материального баланса. Разработан макрос, с помощью которого выполнялось сглаживание колебаний суточных замеров и скважина настраивалась не на все суточные замеры, а на значения сглаживающей функции (рис. 2). Такое нестандартное применение функции Кори позволило настраивать модели только на корректные значения обводненности.

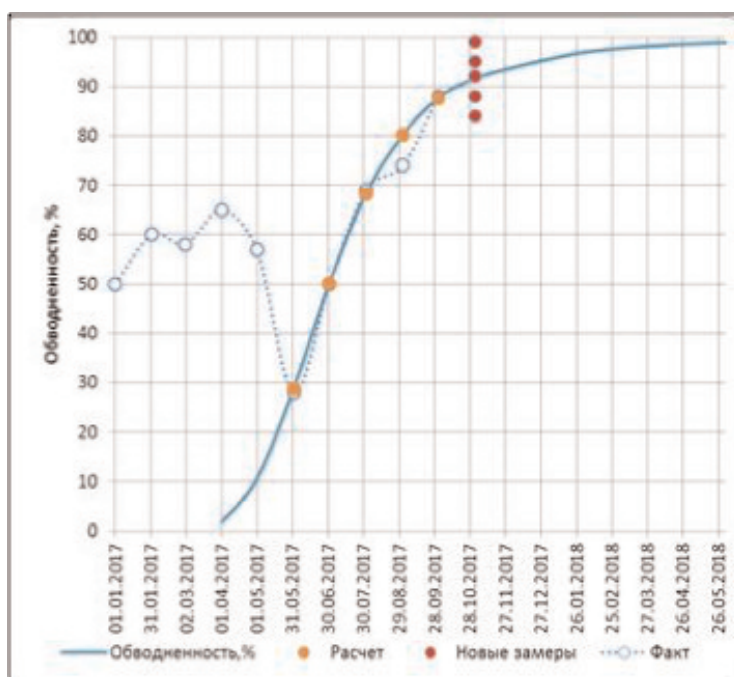


Рис. 2. Расчет обводненности с учетом фактических и новых замеров

Рассмотрим объект, эксплуатация которого осложнялась сверхвысокой вязкостью нефти (402,8 мПахс). Особое внимание необходимо было уделить системе транспорта. При адаптации моделей скважин в случае применения широко распространенной ньютоновской модели флюида пришлось бы устанавливать высокий коэффициент износа (до 0,7 при ограничении 0,2) при описании деградации напорной характеристики насоса, что не имеет физического смысла.

Для описания свойств добываемой водонефтяной эмульсии потребовались дополнительные реологические исследования (рис. 3). После новой настройки моделей скважин с использованием неньютоновской модели флюида коэффициенты износа приняли корректные значения.



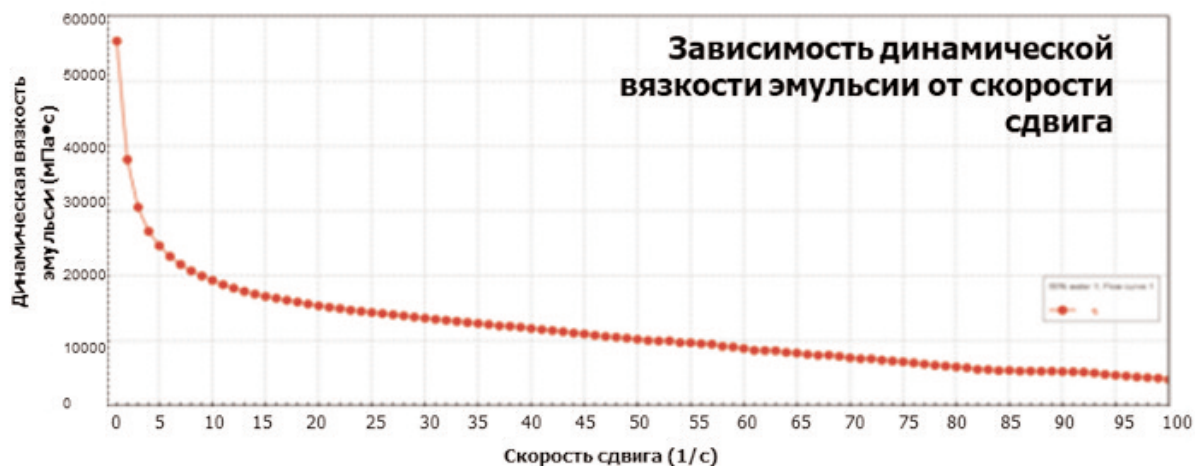


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости эмульсии от скорости сдвига

В частности, в скв. 3 при применении модели ньютоновской жидкости, коэффициент износа составил 0,52, а при использовании модели неньютоновской жидкости – 0,14 (рис. 4).

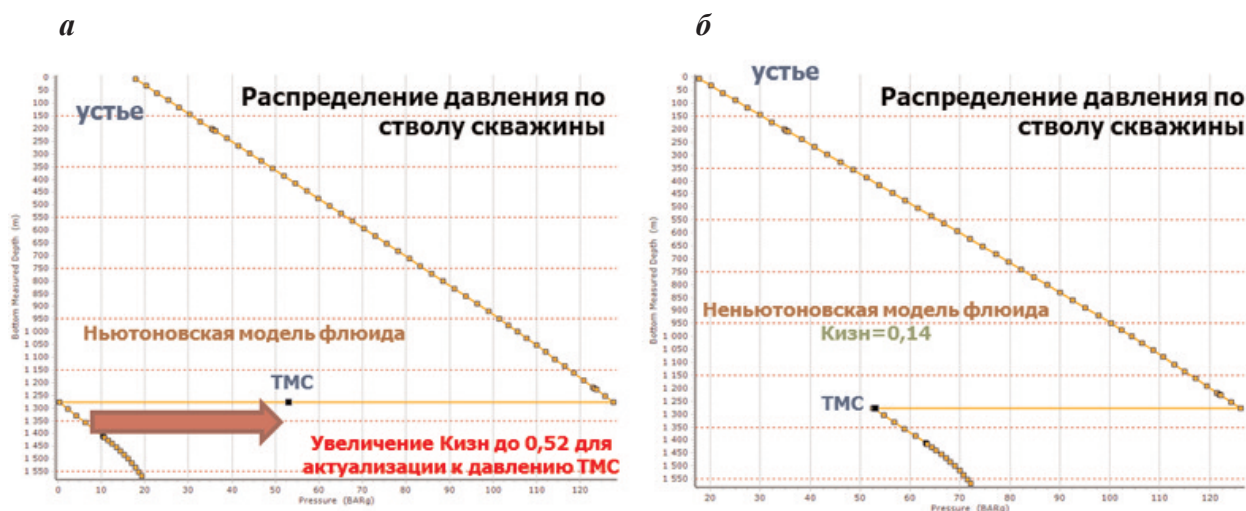


Рис. 4. Распределение давления по стволу скважины при использовании модели ньютоновской (а) и неньютоновской жидкости (б)

Нестандартный подход к созданию моделей скважин потребовался для проекта, в котором два месторождения объединены единой системой сбора. На одном месторождении применяется технология одновременно-раздельной добычи (ОРД), а на втором – водогазовое воздействие (ВГВ). Модуль для создания моделей скважин (Prosper) не позволял реализовать модель скважин при применении технологии ОРД. Поэтому был опробован метод создания двух моделей притоков и модели с электроцентробежным насосом. Три модели были соединены в программе создания сети сбора GAP (рис. 5). Для моделирования процесса ВГВ без использования деспенсера применен метод создания дублирующей скважины в тех же координатах. В первой скважине моделируется закачка газа, во второй – воды.

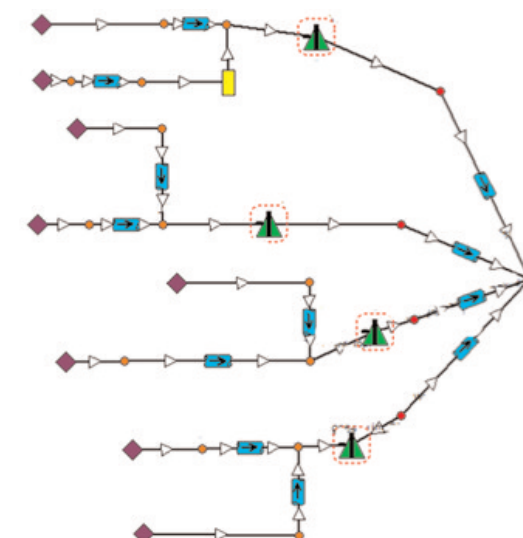


Рис. 5. Схема скважин с ОРД в GAP

Еще одним реализованным проектом стала интегрированная модель месторождения, которое активно разбуривается в настоящее время. Интегрированная модель требовалась для оперативной оценки проектных решений. При создании модели необходимо было учесть такие особенности пласта, как большая площадь, сверхнизкая проницаемость, большое расстояние между разбуренными участками, малая эффективностью системы ППД [3].

В результате рассмотрения нескольких вариантов построения модели (различные положение водоносных горизонтов, перетоков, распределение закачки) для дальнейшего применения выбрано создание двух дополнительных водных танков (имитация пласта АС<sub>2</sub>) с перетоком в разрабатываемые зоны (пласта АС<sub>3</sub>) (рис. 6). При моделировании закачка в полном объеме велась в дополнительные танки, а воздействие на нефтяную залежь осуществлялось через соответствующие перетоки.

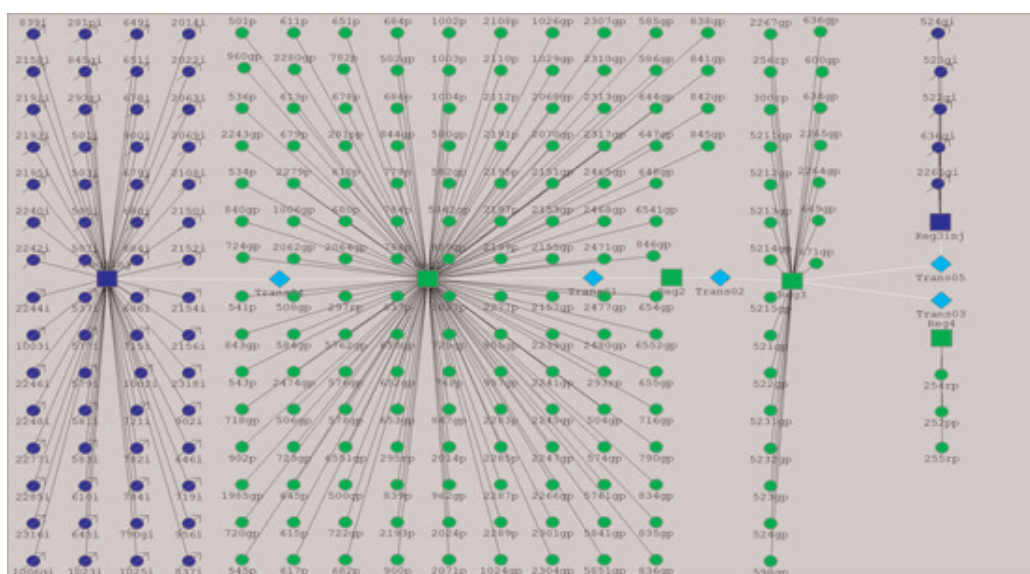


Рис. 6. Модель материального баланса

Большое количество однотипных операций, которые необходимо выполнять при создании и актуализации интегрированных моделей обусловило необходимость автоматизации [4]. В реализации каждой интегрированной модели применены макросы практически на всех этапах работы. Автоматизация позволяет сократить время на выполнение операций, избежать ошибок, связанных с человеческим фактором. Разработанные алгоритмы дали возможность автоматически создавать отчеты для НГДО, модели скважин и материального баланса, вносить исходные данные.

### **Выводы**

1. Выработаны и применены подходы к совершенствованию интегрированных моделей месторождений в соответствии с их ключевыми особенностями.

2. Автоматизированы операции по созданию и актуализации интегрированных моделей. Разработанные алгоритмы позволяют уменьшить количество ошибок и сократить временные затраты.

3. С помощью предложенных подходов созданы интегрированные модели различных месторождений. Это уже дает возможность успешно применять их для повышения эффективности разработки месторождений углеводородов.

4. Концепция интегрированного моделирования имеет большой потенциал для дальнейшего совершенствования и развития, в том числе и как часть процесса цифровизации.

### **Список литературы**

1. Яночкин С.В. Рычков А.Ф. Интегрированное моделирование. Опыт реализации пилотных проектов // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 12. – С. 29–30.

2. Рычков А.Ф., Кадыков И.А. Построение интегрированных моделей месторождений с высокопродуктивными скважинами, в условиях малых значений депрессий на пласт на примере Памятно-Сасовского месторождения // Сб. статей VII Конференции молодых ученых и специалистов Головного офиса ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2018. – М., 2018 – С. 664–673.

3. Особенности создания и адаптация модели материального баланса пласта АСЗ месторождения А / М.А. Агупов, А.Ф. Рычков, Е.Н. Рязанова, Е.А. Черницына // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 10 – С. 24–29.

4. Агупов М.А., Рычков А.Ф. Автоматизация типовых процессов при работе с интегрированными моделями // Сб. статей IX Конференции ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов – М., 2019.