

УДК 622.276.6

Обзор / Review

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

**Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли****Е.В. Филиппов¹, Г.Н. Чумаков², И.Н. Пономарева³, Д.А. Мартюшев³**¹ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Россия, 614990, г. Пермь, ул. Ленина, 62)²ООО ИК «СИБИНТЕК» (Россия, 117152, г. Москва, Загородное шоссе, 1, корп. 1)³Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)**Application of Integrated Modeling in the Oil and Gas Industry****Evgeny V. Filippov¹, Gennady N. Chumakov², Inna N. Ponomareva³, Dmitry A. Martyshev³**¹LLC LUKOIL-PERM (62 Lenina st., Perm, 614990, Russian Federation)²LLC IC SIBINTEK (building 1, 1 Zagorodnoe highway, Moscow, 117152, Russian Federation)³Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)**Получена / Received: 09.04.2020. Принята / Accepted: 25.08.2020. Опубликовано / Published: 26.10.2020****Ключевые слова:**

нефтяная промышленность, осложненный фонд, автоматизация, интеллектуализация, модели-компоненты, технологические режимы скважин, уровень отборов, оптимизация системы разработки, способ эксплуатации скважин, забойное давление, пластовое давление, технологический эффект, материальный баланс, гидродинамическая модель, геолого-технические мероприятия.

На современном этапе развития нефтяной промышленности, характеризующемся ростом доли трудноизвлекаемых запасов, количества скважин осложненного фонда, себестоимости добычи нефти и, как следствие, возрастанием требований к точности учета добычи и применения энерго- и ресурсоэффективных технологий разработки и добычи, в условиях необходимости многофакторности оценки перспектив развития активов на передовые роли выходит задача интеллектуализации промысла. В данной задаче прорабатываются вопросы автоматизации процессов и внедрения интегрированных подходов по оптимизации добычи, предупреждения и борьбы с осложнениями, эффективного управления разработкой активов как на оперативном, так и долгосрочном уровне. Комплексным и эффективным инструментом при решении поставленных задач на сегодняшний день является интегрированная модель, под которой понимается модель процесса добычи скважинной продукции (нефть, газ, вода), включающая в себя все элементы производственной цепочки в виде последовательно связанных моделей-компонентов. Интегрированное моделирование эффективно используется в оперативной деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и является оптимальным инструментом для решения мультидисциплинарных задач в области разработки месторождений и технологии добычи, транспорта и подготовки нефти и газа (используется программное обеспечение компании Petroleum Experts). Опыт применения интегрированных моделей позволяет говорить о синергетическом эффекте, связанном с необходимостью развития сопутствующих направлений и проявляющемся в росте компетенций специалистов, улучшении качества и увеличении объема исходных данных, улучшении качества отдельных компонентов при их интеграции. Разработанный и обоснованный с применением интегрированных моделей и их отдельных компонентов комплекс мероприятий позволил получить дополнительную добычу нефти более 21,9 тыс. т.

Keywords:

oil industry, complicated stock, automation, intellectualization, component models, well technological modes, production rate, development system optimization, well operation method, bottomhole pressure, reservoir pressure, technological effect, material balance, hydrodynamic model, geological and technical activity.

At the present stage of the oil industry development, characterized by an increase in the share of unconventional reserves, the number of complicated wells, the cost of oil production and, as a consequence, an increase in requirements for the accuracy of production accounting and the use of energy and resource-efficient technologies for development and production, in conditions of the need for a multifactorial assessment of development prospects assets, the task of intellectualization of the field comes to the fore, within the framework of which the issues of automation of processes and the introduction of integrated approaches to optimize production, prevention and control of complications, effective management of the development of assets both at the operational and long-term levels are being worked out. An integrated and effective tool for solving the assigned tasks today is an integrated model, which is understood as a model of the well products production (oil, gas, water), which includes all the elements of the production chain in the form of sequentially related component models. Integrated modeling is effectively used in the operational activities of LLC LUKOIL-PERM and is an optimal tool for solving multidisciplinary problems in the field of development and technologies for production, transportation and treatment of oil and gas (using Petroleum Experts software). The experience of using integrated models allows us to talk about a synergistic effect associated with the need to develop related areas and manifested in the growth of specialists' competencies, improving the quality and increasing the volume of initial data, improving the quality of individual components during their integration. A set of measures developed and substantiated using integrated models and their individual components made it possible to obtain additional oil production of more than 21.9 thousand tons.

Филиппов Евгений Владимирович – начальник управления разработки нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 342 235 67 13, e-mail: evgenij.filippov@lp.lukoil.com).

Чумаков Геннадий Николаевич – главный менеджер дирекции инновационного развития и перспективных проектов (тел.: +007 495 755 52 73, e-mail: chumakovgenna@yandex.ru).

Пonomareva Инна Николаевна – кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовые технологии» (тел.: +007 342 219 82 50, e-mail: permpolitech@gmail.com).

Мартюшев Дмитрий Александрович – кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовые технологии» (тел.: +007 342 219 82 50, e-mail: martyshevdi@inbox.ru). Контактное лицо для переписки.

Evgeny V. Filippov (Author ID in Scopus: 56308360600) – Head of Oil and Gas Field Development Department (tel.: +007 342 235 67 13, e-mail: evgenij.filippov@lp.lukoil.com).

Gennady N. Chumakov (Author ID in Scopus: 52563323900) – Chief Manager of the Directorate for Innovative Development and Prospective Projects (tel.: +007 495 755 52 73, e-mail: chumakovgenna@yandex.ru).

Inna N. Ponomareva (Author ID in Scopus: 36242312300) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 342 219 82 50, e-mail: permpolitech@gmail.com).

Dmitry A. Martyshev (Author ID in Scopus: 56308102400) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 342 219 82 50, e-mail: martyshevdi@inbox.ru). The contact person for correspondence.

Введение

На современном этапе развития нефтяной промышленности, характеризующемся ростом доли трудноизвлекаемых запасов, количества скважин осложненного фонда, себестоимости добычи нефти и, как следствие, возрастанием требований к точности учета добычи и применения энерго- и ресурсоэффективных технологий разработки и добычи, в условиях необходимости многофакторности оценки перспектив развития активов на передовые роли выходит задача интеллектуализации промысла. В рамках данной задачи прорабатываются вопросы автоматизации процессов и внедрения интегрированных подходов по оптимизации добычи, предупреждения и борьбы с осложнениями, эффективное управление разработкой активов как на оперативном, так и долгосрочном уровне [1–5]. Комплексным и эффективным инструментом при решении поставленных задач на сегодняшний день является интегрированная модель (ИМ), под которой понимается модель процесса добычи скважинной продукции (нефть, газ, вода), включающая в себя все элементы производственной цепочки в виде последовательно связанных моделей-компонентов: пласт, скважины, систем сбора и транспорта (ССиТ) и поддержания пластового давления (ППД), завода [6–14].

Конечной целью использования ИМ является оптимизация и повышение точности прогнозирования добычи скважинной продукции как на долгосрочный, среднесрочный, так и на краткосрочный периоды за счет адресного учета возможных ограничений по моделям-компонентам и минимизации погрешности расчетов при более полном учете внешних факторов [15–24].

Практическое использование интегрированной модели на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Интегрированная модель подразумевает набор моделей-компонентов, интегрированных в единую систему. В зависимости от решаемых задач в состав интегрированной модели могут входить следующие компоненты: модель

пласта, модель скважины, модель системы сбора и транспорта, модель системы поддержания пластового давления, модель завода (установка предварительного сброса воды (УПСВ), установка подготовки и перекачки нефти (УППН)), модель экспорта, экономическая модель. Основным отличием интегрированной модели от применяемых на практике геолого-гидродинамических моделей (ГДМ) является возможность учета интерференции скважин не только по узлу пласта, но и по системе сбора и транспорта. Появляется возможность оценки взаимовлияния друг на друга скважин, отдельных кустов скважин и целых месторождений, объединенных единой системой сбора, что с практической точки зрения предполагает совершенно новый подход к обоснованию мероприятий, реализуемых на отдельно взятом участке залежи, конкретной скважине или участке трубопровода. На сегодняшний день в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с использованием ПО Petroleum Experts строятся ИМ в двух конфигурациях: включающие в себя модель скважины (модуль Prosper), модель системы сбора и транспорта и ППД (модуль Gap); модель пласта (конфигурация № 2 – полномасштабная ГДМ в ПО Tempest Roxar, Eclipse Schlumberger, конфигурация № 1 модель материального баланса, модуль Mbal Petex); интеграция отдельных моделей проводится с использованием модуля Resolve. Актуализация ИМ в конфигурации № 1 проводится ежемесячно, в конфигурации № 2 – раз в год. Конфигурация №1 используется в расчетах по продолжительности до одного года, конфигурация № 2 – для средне- и долгосрочных расчетов. Интегрированная модель является инструментом ежедневного использования для решения производственных задач, что предъявляет более жесткие требования по качеству адаптации и настройке всех компонентов, в том числе модели пласта. В частности, модель пласта настраивается на оперативные данные (текущий режим работы), в отличие от ГДМ, настраивается добыча газа и значение газового фактора по каждой скважине. В процессе интеграции качество исходных данных для настройки отдельных компонентов проходит дополнительную

валидацию за счет соотнесения параметров друг с другом.

Выбор месторождений-кандидатов для построения ИМ осуществляется с учетом объема добычи нефти по месторождению в доле добычи нефти. На сегодняшний день в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» построены и находятся в эксплуатации единая ИМ активов ЦДНГ № 11, включающая пять месторождений, объединенных единой системой сбора, и интегрированная модель двух GreenField активов ЦДНГ № 12, по которым успешно решается задача оптимизации добычи нефти в условиях ограничений по добыче газа.

В ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» отработаны в части подходов и успешно используются на практике следующие расчеты с использованием ИМ:

- в области разработки:
 - формирование оптимальных технологических режимов работы добывающих скважин (ТРРДС), в том числе в условиях ограничений;
 - обоснование оптимальных уровней отборов по скважинам;
 - подготовка оперативных предложений по оптимизации систем ППД: обоснование оптимальных объемов закачки и режимов работы нагнетательных скважин, обоснование новых очагов;
 - подбор скважин для временной оптимизации с целью сокращения недоборов

от мероприятий с учетом взаимовлияния и потенциалов;

- комплексные задачи:
 - подбор и обоснование оптимизационных мероприятий по скважинам;
 - обоснование способа эксплуатации и режима работы скважин после ТРС/КРС;
 - расчеты взаимовлияния объектов по системе сбора и транспорта;
 - расчет интервалов образования асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ) по стволу скважины.

Основными целями в проведении данных расчетов являются: сокращение операционных расходов и обеспечение дополнительной добычи нефти. Основные задачи: обеспечение выполнения планов по добыче нефти, снижение потерь добычи по переходящему фонду скважин, выявление узлов ограничений на основе расчета потенциалов, повышение эффективности эксплуатации фонда добывающих скважин.

Использование интегрированной модели в области разработки

В рамках формирования ТРРДС рассчитываются следующие варианты: базовый (без коэффициента эксплуатации) и с мероприятиями интегрированного плана (рис. 1), по данным анализа которых

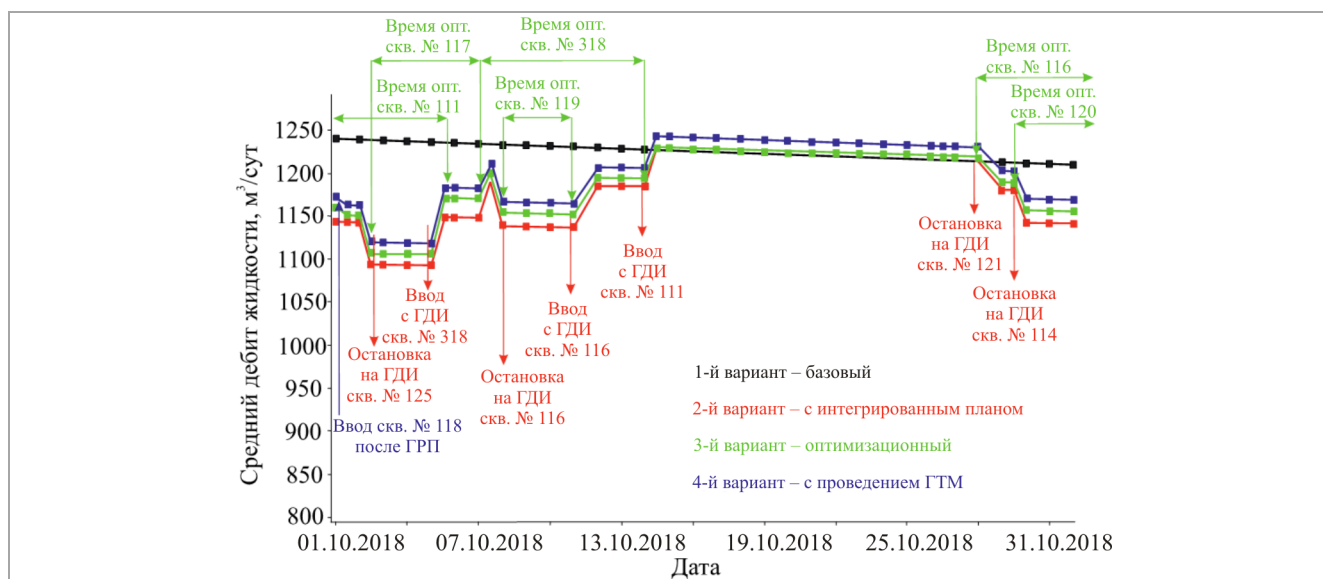


Рис. 1. Пример расчета отборов жидкости в рамках формирования ТРРДС по месторождению с использованием ИМ

оцениваются потери по переходящему фонду, и с учетом плана по добыче нефти принимается решение о необходимости использования компенсационных мероприятий, к которым относятся временные, на период плановых длительных остановок, и постоянные оптимизации режимов работы добывающих скважин. В последующем рассчитываются несколько оптимизационных вариантов, в которые включаются также планы по проведению геолого-технических мероприятий (ГТМ). При этом сам процесс формирования ТРРДС всегда начинается со сбора данных и актуализации ИМ.

Подходы к подбору скважин-кандидатов для постоянной оптимизации, разработанные в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», предполагают ранжирование скважин по потенциалу (рис. 2), рассчитываемому с применением гидродинамической модели (ГДМ) или ИМ. Затем проводятся многовариантные расчеты на ИМ с увеличенными отборами и контролем динамики изменения дебита, пластового и забойного давлений по районам дренирования скважин-кандидатов за расчетный период, в качестве которого принимается нормативный срок наработки насоса на отказ при заданных частотах эксплуатации установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). По итогам анализа для проведения оптимизации формируется список скважин-кандидатов с оптимальными дебитами жидкости и соответствующих им частотами эксплуатации УЭЦН. Далее выбор кандидатов производится с учетом оценки рисков и результатов комплексного геолого-промыслового анализа разработки эксплуатационного объекта.

С использованием данного подхода рассматриваются все кандидаты на оптимизацию режимов работы. За 2017–2018 гг. подобрано с использованием данного подхода и осуществлено 12 мероприятий с суммарным технологическим эффектом более 10,3 тыс. т дополнительной добычи нефти.

Подбор скважин для временной оптимизации осуществляется с учетом потенциалов, которые обусловлены длительной остановкой окружающих скважин, имеющих гидродинамическую связь с действующими. Наличие взаимовлияния между добывающими

скважинами объектов разработки, по которым построены интегрированные модели, устанавливается с использованием гидродинамических моделей (таблица). Итогом расчетов является список скважин-кандидатов на временную оптимизацию и режимы их эксплуатации, рассчитанные с использованием моделей скважин. Описанная реализация возникающего потенциала позволяет частично компенсировать потери нефти при остановках скважин на ГДИ или длительные ремонты без значительного ущерба для энергетической характеристики участков их расположения.

Суммарный технологический эффект от проведения временных оптимизаций за 2017–2018 гг. составил более 5,4 тыс. т.

Еще одной задачей, решаемой в рамках формирования ТРРДС с использованием ИМ является обоснование перераспределения отборов между скважинами как по площади залежи, так и между объектами при сохранении целевого уровня отборов за счет оценки фактической и прогнозной динамики пластового давления на расчетный период, назначения скважин, планов по организации системы ППД с целью сохранения энергетических характеристик залежей. Эффективность данного решения подтверждается как результатами расчетов на долгосрочный период, так и анализом фактической динамики пластовых и забойных давлений по объектам разработки до и после внедрения подхода. Например, применяя вышеупомянутый алгоритм работы на одном из месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с 2016 г., удалось снизить темп падения пластового давления

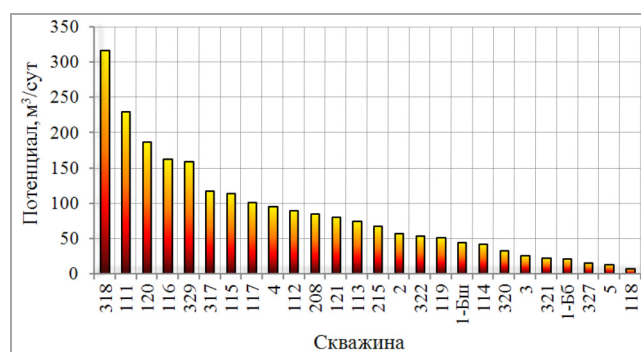


Рис. 2. Пример градации скважин по величине потенциала

Матрица взаимовлияния между добывающими скважинами объекта разработки

Отключенная скважина	Реагирующие скважины	Прирост дебита жидкости в первый месяц, м³/сут											Итого
		1	5	111	112	113	208	215	317	318	320	329	
1	111, 112, 113, 215, 317, 318	–	0	0,17	0,16	0,29	0	0,06	0,94	0,32	0	0	1,94
5	–	0	–	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
111	1, 112, 113, 317, 318, 329	0,09	0	–	0	0,03	0	0	0,42	2,69	0	0,37	3,6
112	1, 113, 215, 317, 318	0,14	0	0	–	5,83	0	3,06	0,07	0,09	0	0	9,19
113	1, 111, 112, 215, 317, 318	0,43	0	0	10,87	–	0	2,98	0,25	0,19	0	0	14,72
208	215, 320	0	0	0	0	0	–	0	0	0	0,64	0	0,64
215	1, 111, 112, 113, 208, 317, 318	0,15	0	0	6,12	2,96	0	–	0,06	1	0	0	10,29
317	1, 111, 112, 113, 215, 318, 329	0,86	0	0,94	0,09	0,21	0	0,01	–	0,17	0	0,03	2,31
318	1, 111, 112, 113, 215, 317, 329	0,09	0	1,08	0,05	0,05	0	0,16	0,05	–	0	0,05	1,53
320	112, 208, 215,	0	0	0	0	0	0,51	0	0	0	–	0	0,51
329	111, 318	0	0	0,29	0	0	0	0	0	0	0	–	0,29

Примечание: зеленым цветом выделены скважины с наибольшим приростом дебита жидкости; песочным – со средним приростом дебита жидкости; фиолетовым – скважины с наименьшим приростом дебита жидкости.

более чем в два раза (рис. 3) и стабилизировать забойные давления в добывающих скважинах.

В целом описанные подходы позволяют не только сформировать корректный и обоснованный ТРРДС на следующий месяц, но и оперативно управлять разработкой месторождения, решая при этом задачи прогнозирования уровней добычи нефти, планирования потерь по переходящему фонду, эффективного использования потенциала для компенсации потерь переходящего фонда, управления коэффициентом эксплуатации.

В рамках подготовки оперативных предложений по оптимизации систем ППД решаются задачи по вводу первоочередных очагов заводнения в условиях быстрого снижения пластового давления по объектам разработки, планов ввода их в эксплуатацию с учетом дефицита имеющейся воды для закачки в пласты и оценки эффективности организации очага заводнения в соответствии с проектными решениями.

Обе задачи решаются проведением многовариантных расчетов на ИМ. При этом изменялись потенциальные скважины-

кандидаты для перевода в нагнетательные, приемистость скважин с учетом имеющихся ограничений по объему добычи по водозаборным скважинам. Всего проведено более 150 расчетов, по итогам которых предложены к реализации и реализованы варианты, характеризующиеся наилучшими технико-экономическими показателями.

Фактический технологический эффект от предложенных, основанных на системе ППД мероприятий ежеквартально оценивается с использованием ГДМ по разработанному подходу, предполагающему проведение ретроспективного расчета участка в отпущенных отборах, но без проведения мероприятий, с фиксацией значений забойных давлений на каждый шаг по скважинам, равных фактическим значениям, и сопоставлением результатов расчета с фактической добычей. В целом эффективность проведенных мероприятий по объектам подтверждается. На текущую дату технологический эффект от проведенных мероприятий оценивается на уровне 13 тыс. т.

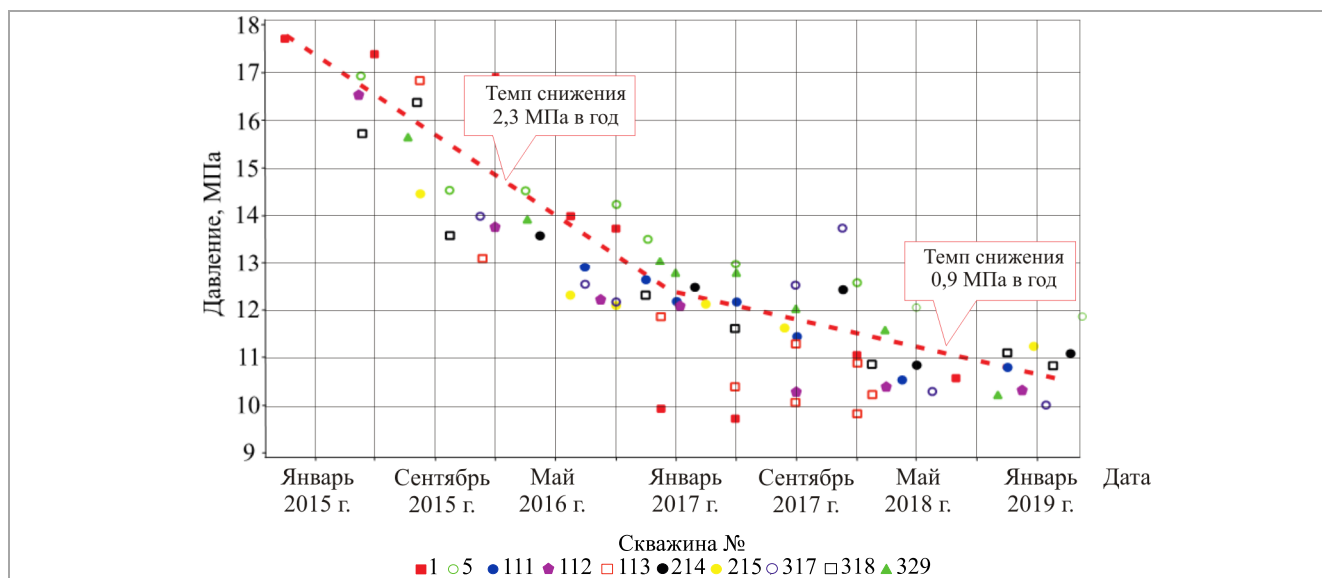


Рис. 3. Динамика пластового давления по объекту разработки до и после внедрения подхода по перераспределению отборов

Решение комплексных задач с помощью интегрированной модели

В рамках организации мультидисциплинарного подхода в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» решается задача обоснования способа эксплуатации и режима работы скважин после их текущего или капитального ремонтов (ТРС/КРС), заключающаяся в проведении геолого-промыслового анализа, по итогам которого проводятся расчеты на ГДМ для определения оптимального дебита, обеспечивающего стабильную работу глубинно-насосного оборудования (ГНО), на период целевой наработки ГНО. Затем с использованием ИМ осуществляется подбор ГНО под рассчитанный оптимальный дебит и забойное давление с последующим анализом его работоспособности в разных условиях в течение трех лет (снижение пластового давления ниже текущего на 10–30 атм, увеличение обводненности на 2–20 %, изменение частоты в диапазоне 40–60 Гц) (рис. 4). Эффект от описанного подхода заключается в балансировке узлов «пласт – скважина», что позволяет подобрать энергоэффективное оборудование, обеспечить стабильную работу ГНО на прогнозный период и, как следствие, увеличить наработку на отказ.

С использованием единой интегрированной модели группы активов цеха добычи нефти и

газа (ЦДНГ-11) ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» решается задача оценки пропускной способности действующих трубопроводов по месторождениям с учетом развития активов в соответствии с мероприятиями отраслевой программы развития (период расчета 10 лет). По результатам расчетов установлено, что пропускная способность соответствует максимальным уровням добычи, давление в трубопроводах не превышает максимальных проектных значений при условии поддержания давления сепарации в конечной точке не более 2,5 атм. Однако при этом выявлено взаимовлияние месторождений друг на друга по системе сбора и транспорта. При увеличении отборов по одному из месторождений за счет ввода новых скважин из эксплуатационного бурения снижаются отборы по другому, работающему в единой системе сбора и транспорта под устьевыми давлениями (без дожимной насосной станции (ДНС)). Расчеты позволили оценить потенциальный уровень потерь добычи жидкости и нефти от записания системы. Далее с использованием ИМ проработаны различные варианты компенсации возникающих потерь, однако результаты расчетов показали, что увеличение отборов по скважинам в условиях роста давления в общем для обоих месторождений трубопроводе приводит к критическому росту давлений в нефтесборных коллекторах

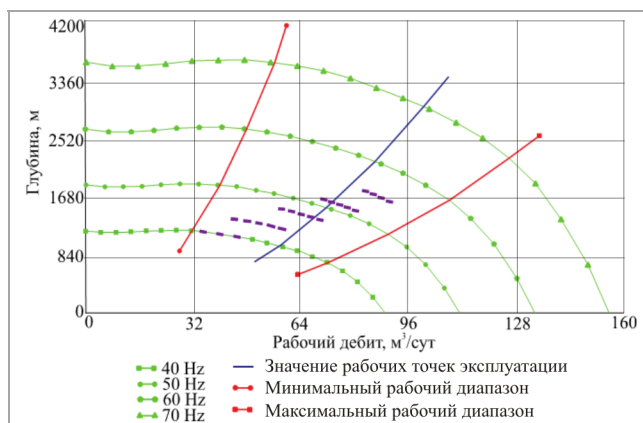


Рис. 4. Сопоставление рабочих точек и рабочих характеристик насоса при изменении параметров эксплуатации

месторождения, на котором рассчитывались оптимизации. Также отмечается, что увеличение отборов при оптимизации режимов эксплуатации скважин с целью компенсации потерь от роста давления в общем трубопроводе приводит к ухудшению энергетического состояния объектов разработки (эксплуатация месторождения ведется на естественном режиме в соответствии с ПТД) и влечет дополнительные потери в долгосрочном периоде. В связи с чем проведение компенсационных мероприятий на данном месторождении не рекомендуется. Оцененные потенциальные потери будут учитываться при формировании перспективных планов по добыче данного месторождения.

Опыт решения комплексных задач с использованием ИМ в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» говорит о возможности учета влияния изменения давления сепарации на отборы по месторождению, группе месторождений, связанных единой системой сбора, оценивать взаимовлияние месторождений с обоснованием целесообразности реконструкции ССiT и подготовки нефти по ним.

Возможность использования интегрированных моделей для решения прикладных задач в оперативной деятельности обеспечена в том числе ужесточением требований к качеству настройки отдельных моделей-компонентов и ИМ в целом. В частности, при использовании в качестве модели-компонента «пласт» ГДМ по отношению к применяемым на сегодняшний день требованиям к качеству ее настройки, изложенным в [25], в регламенте по ИМ [26]

вводятся дополнительные требования по качеству настройки гидродинамической модели на дебиты скважин по отдельным флюидам и на уровни добычи попутного нефтяного газа, в том числе по значениям газового фактора. При этом требования по соответствию накопленных показателей ужесточаются с 20 до 5 % и более чем в два раза сокращен «коридор» допустимых отклонений по пластовым и забойным давлениям. В процессе интеграции отдельных компонентов ИМ происходит дополнительная верификация исходных данных, выявляются нефизичные настроечные коэффициенты, некачественные исходные данные. За счет этого значительно повышается качество и физичность настройки моделей-компонентов. Помимо этого в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» разработан подход, при котором при настройке отдельных моделей-компонентов с высокой неопределенностью исходных данных используются результаты настройки других моделей-компонентов там, где неопределенность данных ниже, либо имеется возможность эту неопределенность перераспределить между отдельными узлами. Например, при настройке моделей-компонентов на фактический газовый фактор, замер которого осуществляется не чаще 1–2 раз в год, в модели-компоненте «скважина» имеется возможность настроиться на фактическое значение, оставаясь в рамках физичности модели минимум двумя коэффициентами: коэффициентом сепарации газа у приема насоса и коэффициентом деградации насоса. При этом в ГДМ настройка на фактический газовый фактор затруднительна. С учетом этого при удовлетворительной настройке ГДМ на фактический газовый фактор на дату замера до следующего замера принято решение использовать значение параметра, рассчитанного в ГДМ при настройке моделей скважин и системы сбора. При этом отмечается снижение сложности настройки ИМ в целом по причине удовлетворительной сходимости моделей пласта и скважины по настраиваемым параметрам при интеграции.

Опыт применения в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» интегрированных моделей показывает необходимость повышения компетенций

специалистов, развития у них мультидисциплинарных знаний, для решения задач на стыке геологии, разработки месторождений и техники и технологии добычи нефти и газа [27–45]. Базовых знаний специалистов, занимающихся исключительно гидродинамическим моделированием или вообще не имеющих опыта работы с симуляторами, недостаточно для работы с высокотехнологичным продуктом – интегрированной моделью. Для развития соответствующих компетенций на сегодняшний день сформирована программа повышения квалификации по направлению «Интегрированное моделирование» на базе Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Стоит отметить, что частично проблема трудозатрат по сбору и загрузке исходных данных для актуализации интегрированной модели на сегодняшний день решена за счет привлечения к процессу сбора информации и актуализации моделей специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, а также за счет применения первичных средств автоматизации, так называемых «скриптов».

Заключение

Подводя итог, можно сказать, что интегрированное моделирование эффективно используется в оперативной деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и является оптимальным инструментом для решения мультидисциплинарных задач в области разработки месторождений и технологии добычи, транспорта и подготовки нефти и газа. Опыт применения интегрированных моделей позволяет говорить о синергетическом эффекте, связанном с необходимостью развития сопутствующих направлений и проявляющемся в росте компетенций специалистов, улучшении качества и увеличении объема исходных данных, улучшении качества отдельных компонентов при их интеграции. Направление «Интегрированное моделирование» проекта «Интеллектуальное месторождение» на сегодняшний день является своего рода «локомотивом» в процессе развития средств моделирования, цифровизации и автоматизации предприятия. Разработанный

и обоснованный с применением интегрированных моделей и их отдельных компонентов комплекс мероприятий позволил получить дополнительную добычу нефти более 21,9 тыс. т.

Библиографический список

1. Karl W. Bandilla, Bo Guo, Michael A. Celia Applicability of vertically integrated models for carbo storage modeling in structured heterogeneous domains // *Energy Procedia*. – 2017. – Vol.114. – P. 3312–3321. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1463
2. Towards the development of an integrated modelling framework underpinned by mineralogy / S. Ntlhabane, M. Becker, E. Charikinya, M. Voigt, R. Schouwstra, D. Bradshaw // *Minerals Engineering*. – 2018. – Vol. 116. – P. 123–131. DOI: 10.1016/j.mineng.2017.09.013
3. Интегрированное моделирование – инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений / Р.Т. Апасов, И.Л. Чамеев, А.И. Варавва, О.С. Верниковская, А.Р. Ильясов, В.И. Вирт // *Нефтяное хозяйство*. – 2018. – № 12. – С. 46–49. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-46-49
4. Мониторинг разработки месторождений с использованием интегрированного гидродинамического моделирования / А.В. Колмаков, В.А. Маришкин, А.С. Бордзиловский, В.Л. Терентьев, К.М. Федоров // *Нефтяное хозяйство*. – 2012. – № 7. – С. 100–102.
5. An integrated simulation model for analyzing electricity and gas systems / Burcin Cakir Erdener, Kwabena A. Pambour, Ricardo Bolado Lavin, Berna Dengiz // *International journal of electrical power and energy systems*. – 2014. – Vol. 61. – P. 410–420. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.03.052
6. An integrated model for asphaltene deposition in wellbores/pipelines above bubble pressure / Q. Guan, A. Goharzadeh, J.C. Chai, F.M. Vargas, S.L. Biswal, W.G. Chapman, M. Zhang, Y.F. Yap // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 169. – P. 353–373. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.05.042

7. Власов А.И., Андреев К.В., Кырнаев Д.В. Совершенствование разработки и эксплуатации месторождений путем применения элементов «Интеллектуального месторождения» // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 68–69.
8. Практическая реализация концепции интегрированного проектирования для шельфового актива АО «Зарубежнефть» / И.С. Афанасьева, Г.Д. Федорченко, А.А. Кожемякин, В.А. Смыслов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 94–97.
9. 3D integrated numerical model for Fluid-Structures-Seabed Interaction (FSSI): Loosely deposited seabed foundation / Ye. Jianhong, D.-S. Jeng, A.H.C. Chan, R. Wang, Q.C. Zhu // Soil Dynamics and Earthquake Engineering. – 2017. – Vol. 92. – P. 239–252. DOI: 10.1016/j.soildyn.2016.10.026
10. Modeling temperature-based oil-water relative permeability by integrating advanced intelligent models with grey wolf optimization: Application to thermal enhance oil recovery process / Nait Amar Menad, Zeraibi Nouredine, Abdolhossein Hemmati-Sarapardeh, Shahaboddin Shamshirband // Fuel. – 2019. – Vol. 242. – P. 649–663. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.01.047
11. Akhmetzianov Atlas V., Kushner Alexei G., Lychagin Valentin V. Integrable models of oil displacement // IFAC-PapersOnLine. – 2015. – Vol. 48, issue 3. – P. 1264–1267. DOI: 10.1016/j.ifacol.2015.06.258
12. Horsholt S., Nick H.M., Jorgensen J.B. Oil production optimization of Black-Oil models by integration of Matlab and Eclipse E300 // IFAC-Papers Online. – 2018. – Vol. 51, issue 8. – P. 88–93. DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.06.360
13. Cuiwei Liu, Yuxing Li, Minghai Xu An integrated detection and location model for leakages in liquid pipelines // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 175. – P. 852–867. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.12.078
14. Integrated modeling of crop production and nitrate leaching with the Daisy model / Kiril Manevski, Christen D. Borgesen, Xiaoxin Li, Mathias N. Andersen, Per Abrahamsen, Chunsheng Hu, Soren Hansen // Methods'. – 2016. – Vol. 3. – P. 350–363. DOI: 10.1016/j.mex.2016.04.008
15. Интегрированное моделирование разработки нефтяной оторочки Песцового месторождения / И.В. Коваленко, А.Г. Выдрин, А.Ю. Семенов, А.Н. Суханов, М.В. Федоров // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 2. – С. 49–51. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-2-49-51
16. Интегрированный подход к планированию показателей нефтегазодобывающего предприятия в АО «Зарубежнефть» / С.И. Кудряшов, И.С. Афанасьева, А.В. Дашевский, А.А. Кожемякин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 144–148.
17. Костюченко С.В., Кудряшов С.В., Воробьев П.В. Интегрированные модели для проектирования согласованных систем добычи и сбора нефти (часть 1) // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 11. – С. 100–103.
18. Опыт комплексного проектирования месторождений ОАО «Самаранефтегаз» / Г.Г. Гиляев, А.Э. Манасян, А.М. Воропаев, А.Ф. Исмагилов, И.Г. Хамитов, И.И. Киреев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 54–57.
19. Интегрированное концептуальное проектирование, как инструмент системного инжиниринга / В.П. Батрашкин, Р.Р. Исмагилов, Р.А. Панов, А.Ф. Можчиль, Н.З. Гильмутдинова, Д.Е. Дмитриев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 80–83.
20. Интегрированная модель для комплексного управления разработкой и обустройством месторождений / Р.Р. Исмагилов, Ю.В. Максимов, О.С. Ушмаев, А.Ф. Можчиль, Н.З. Гильмутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 71–73.
21. Цифровой концептуальный инжиниринг: автоматизация размещения объектов обустройства / Р.А. Панов, А.Ф. Можчиль, Д.Е. Дмитриев, П.О. Алексеев, А.В. Ельонышев, И.А. Ашихмин // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 72–75. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-72-75
22. Integrated field operation and optimization / Silvyia Dewi Rahmawati, Curtis Hays Whitson, Bjarne Foss, Arif Kuntadi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – Vol. 81. – P. 161–170. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.12.027

23. Modeling framework for integrated, Model-based development of product-Service systems / Hristo Apostolov, Matthias Fischer, Daniel Olivotti, Sonja Dreyer, Martin Eigner // *Procedia CIRP*. – 2018. – Vol. 73. – P. 9–14. DOI: 10.1016/j.procir.2018.03.307

24. Integrated development optimization model and its solving method of multiple gas fields / Qiang Li, Haiquan Zhong, Yuan Wang, Youheng Leng, Chunqiu Guo // *Petroleum Exploration and Development*. – 2016. – Vol. 43, issue 2. – P. 293–300. DOI: 10.1016/S1876-3804(16)30033-7

25. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение Центральной комиссии по разработке Роснедра по углеводородному сырью / принят на расширенном заседании Центральной комиссии по разработке Роснедра по углеводородному сырью от 19.04.2012, № 5370, вводится в действие с 01.07.2012. – М., 2012.

26. Регламент сводного бизнес-процесса ОР_00_08 «Интегрированное моделирование» в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / введен в действие в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Приказом а-835 от 30.03.2018 г. – Пермь, 2018.

27. Секретарев Ю.А., Мятаж Т.В., Мошкин Б.Н. Математическая модель управления функционированием генерирующей компании в современных условиях // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329, № 2. – С. 146–158.

28. Технологические аспекты построения 3D-модели инженерных сооружений в городах арктического региона Российской Федерации / Е.И. Аврунев, А.В. Чернов, А.В. Дубровский, А.В. Комиссаров, Е.Ю. Пасечник // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329, № 7. – С. 131–137.

29. Романовский Р.В. Применение методов компьютерного моделирования зон затопления при максимальных расчетных уровнях воды для решения проектных задач

при рекультивации нарушенных земель, а также проектировании зданий и сооружений вблизи водных объектов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2019. – Т. 330, № 2. – С. 186–201. DOI: 10.18799/24131830/2019/2/119

30. Шевкунов Н.О., Жигунова А.В., Шевкунова А.В. Качественная трансформация методов оценки эффективности инвестиционных проектов нефтедобычи // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2017. – Т. 328, № 4. – С. 67–74.

31. Mohammed K. Almedallah, Stuart D.C. Walsh Integrated well-path and surface-facility optimization for shallow-water oil and gas field developments // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 174. – P. 859–871. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.025

32. Integrated workflow of temperature transient analysis and pressure transient analysis for multistage fractured horizontal wells in tight oil reservoirs / Zhigang Cao, Peichao Li, Qingyu Li, Detang Lu // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2020. – Vol. 158. Article 119695. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2020.119695

33. Wygrala B.P. Integrated computer-aided basin modeling applied to analysis of hydrocarbon generation history in a Northern Italian oil field // *Organic Geochemistry in Petroleum Exploration*. – 1988. – P. 187–197. DOI: 10.1016/0146-6380(88)90039-3

34. Rodrigues H.W.L., Prata B.A., Bonates T.O. Integrated optimization model for location and sizing of offshore platforms and location of oil wells // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. – Vol. 145. – P. 734–741. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.07.002

35. Нешич С., Стрелецкая В.В. Интегрированный подход при обращении и обратной закачке попутно добываемой воды // *Георесурсы*. – 2018. – Т. 20, № 1. – С. 25–31. DOI: 10.18599/grs.2018.1.25-31

36. Столяров В.Е., Еремин Н.А. Оптимизация процессов добычи газа при применении цифровых технологий // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2018. – № 6. – С. 54–61. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-6-54-61

37. Longxin M.U., Zifei F.A.N., Anzhu X.U. Development characteristics, models and strategies for overseas oil and gas fields // *Petroleum Exploration and Development*. – 2018. – Vol. 45, iss. 4. – P. 735–744. DOI: 10.11698/PED.2018.04.14

38. Муллагалин И.З., Хатмуллина Е.И. Некоторые аспекты моделирования при планировании и анализе разработки // *Георесурсы*. – 2018. – Т. 20, № 3. – С. 165–167. DOI: 10.18599/grs.2018.3.165-167

39. Бобб И.Ф. Международный опыт создания нефтегазовых IT-технологий для моделирования месторождений // *Георесурсы*. – 2018. – Т. 20, № 3. – С. 193–196. DOI: 10.18599/grs.2018.3.103-196

40. Еремин Н.А., Столяров В.Е. О цифровизации процессов газодобычи на поздних стадиях разработки месторождений // *SOCAR Proceedings*. – 2020. – № 1. – С. 59–69. DOI: 10.5510/OGP20200100424

41. Концепция создания информационного обеспечения проектов освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа / В.Е. Петренко, Д.А. Мирзов, Б.В. Черников, И.Э. Ибрагимов, О.Л. Архипов, А.Е. Ремизов // *SOCAR Proceedings*. – 2019. – № 4. – С. 73–80. DOI: 10.5510/OGP20190400414

42. Применение концептуального подхода к обустройству нефтегазового актива на примере Имилорского месторождения / А.Н. Карп, М.В. Криволапова, И.В. Паламарчук, И.В. Гулевич // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2020. – № 2 (338). – С. 69–75. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-2(338)-69-75

43. Гончарова О.Р., Козлов С.В. Повышение эффективности разработки газонефтяных (нефтегазовых) залежей на основе подбора оптимальных проектных решений для месторождений Пермского края // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 88–100. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.8

44. Алигулиев Р.М., Фаталиев Т.Х., Мехтиев Ш.А. Промышленный интернет вещей: эволюция автоматизации в нефтегазовом комплексе // *SOCAR Proceedings*. – 2019. – № 2. – С. 66–71. DOI: 10.5510/OGP20190200391

45. Рогачев М.К., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири // *Записки горного института*. – 2019. – Т. 240. – С. 711–715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711

References

1. Karl W. Bandilla, Bo Guo, Michael A. Celia. Applicability of vertically integrated models for carbo storage modeling in structured heterogeneous domains. *Energy Procedia*, 2017, vol. 114, pp. 3312-3321. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1463

2. Ntlhabane S., Becker M., Charikinya E., Voigt M., Schouwstra R., Bradshaw D. Towards the development of an integrated modelling framework underpinned by mineralogy. *Minerals Engineering*, 2018, vol. 116, pp. 123-131. DOI: 10.1016/j.mineng.2017.09.013

3. Apasov R.T., Chameev I.L., Varavva A.I., Vernikovskaia O.S., Il'iasov A.R., Virt V.I. Integririvannoe modelirovanie – instrument povysheniia kachestva proektnykh reshenii dlia razrabotki neftiannykh otorochek mnogoplastovykh neftegazokondensatnykh mestorozhdenii [Integrated modeling: a tool to improve quality of design solutions in development of oil rims of multi-zone oil-gas-condensate fields]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 12, pp. 46-49. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-46-49

4. Kolmakov A.V., Marishkin V.A., Bordzilovskii A.S., Terent'ev V.L., Fedorov K.M. Monitoring razrabotki mestorozhdenii s ispol'zovaniem integririvannogo gidrodinamicheskogo modelirovaniia [Monitoring of field development on the basis of integrated reservoir simulation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 7, pp. 100-102.

5. Burcin Cakir Erdener, Kwabena A. Pambour, Ricardo Bolado Lavin, Berna Dengiz. An integrated simulation model for analyzing electricity and gas systems. *International journal of electrical power and energy systems*, 2014, vol. 61, pp. 410-420. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.03.052

6. Guan Q., Goharzadeh A., Chai J.C., Vargas F.M., Biswal S.L., Chapman W.G., Zhang M.,

Yap Y.F. An integrated model for asphaltene deposition in wellbores/pipelines above bubble pressure. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 169, pp. 353-373. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.05.042

7. Vlasov A.I., Andreev K.V., Kyrnaev D.V. Sovershenstvovanie razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenii putem primeneniia elementov "Intellektual'nogo mestorozhdeniia" [Improving the development and exploitation through the use of elements of Smart field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 3, pp. 68-69.

8. Afanas'eva I.S., Fedorchenko G.D., Kozhemiakin A.A., Smyslov V.A. Prakticheskaia realizatsiia kontseptsii integrirovannogo proektirovaniia dlia shel'fovogo aktiva AO "Zarubezhneft" [Practical implementation of integrated approach concept for offshore assets of Zarubezhneft JSC]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 8, pp. 94-97.

9. Jianhong Ye., Jeng D.-S., Chan A.H.C., Wang R., Zhu Q.C. 3D integrated numerical model for Fluid-Structures-Seabed Interaction (FSSI): Loosely deposited seabed foundation. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, 2017, vol. 92, pp. 239-252. DOI: 10.1016/j.soildyn.2016.10.026

10. Nait Amar Menad, Zeraibi Nouredine, Abdolhossein Hemmati-Sarapardeh, Shahaboddin Shamshirband. Modeling temperature-based oil-water relative permeability by integrating advanced intelligent models with grey wolf optimization: Application to thermal enhance oil recovery process. *Fuel*, 2019, vol. 242, pp. 649-663. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.01.047

11. Akhmetzianov Atlas V., Kushner Alexei G., Lychagin Valentin V. Integrable models of oil displacement. *IFAC-PapersOnLine*, 2015, vol. 48, iss. 3, pp. 1264-1267. DOI: 10.1016/j.ifacol.2015.06.258

12. Horsholt S., Nick H.M., Jorgensen J.B. Oil production optimization of Black-Oil models by integration of Matlab and Eclipse E300. *IFAC-Papers Online*, 2018, vol. 51, iss. 8, pp. 88-93. DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.06.360

13. Cuiwei Liu, Yuxing Li, Minghai Xu An integrated detection and location model for leakages in liquid pipelines. *Journal of Petroleum*

Science and Engineering, 2019, vol. 175, pp. 852-867. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.12.078

14. Kiril Manevski, Christen D. Borgesen, Xiaoxin Li, Mathias N. Andersen, Per Abrahamsen, Chunsheng Hu, Soren Hansen. Integrated modeling of crop production and nitrate leaching with the Daisy model. *Methods*, 2016, vol. 3, pp. 350-363. DOI: 10.1016/j.mex.2016.04.008

15. Kovalenko I.V., Vydrin A.G., Semenov A.Iu., Sukhanov A.N., Fedorov M.V. Integrirovannoe modelirovanie razrabotki neftianoi otorochki Pestsovogo mestorozhdeniia [Integrated modeling of the oil rims development of the Pestsovoye field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 2, pp. 49-51. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-2-49-51

16. Kudriashov S.I., Afanas'eva I.S., Dashevskii A.V., Kozhemiakin A.A. Integrirovannyi podkhod k planirovaniu pokazatelei neftegazodobyvaiushchego predpriiatiia v AO "Zarubezhneft" [Integrated approach to oil and gas producing enterprise rates planning in Zarubezhneft JSC]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 12, pp. 144-148.

17. Kostiuhenko S.V., Kudriashov S.V., Vorob'ev P.V. Integrirovannye modeli dlia proektirovaniia soglasovannykh sistem dobychi i sbora nefti (chast' 1) [Integrated models to design coordinated oil production and gathering systems (part 1)]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2003, no. 11, pp. 100-103.

18. Gilaev G.G., Manasian A.E., Voropaev A.M., Ismagilov A.F., Khamitov I.G., Kireev I.I. Opyt kompleksnogo proektirovaniia mestorozhdenii OAO "Samaraneftegaz" [Samaraneftegaz JSC experience in integrated project approach]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 54-57.

19. Batrashkin V.P., Ismagilov R.R., Panov R.A., Mozhchil' A.F., Gil'mutdinova N.Z., Dmitriev D.E. Integrirovannoe kontseptual'noe proektirovanie, kak instrument sistemnogo inzhiniringa [The integrated conceptual design as a tool of systematic engineering]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 12, pp. 80-83.

20. Ismagilov R.R., Maksimov Iu.V., Ushmaev O.S., Mozhchil' A.F., Gil'mutdinov N.Z.

Integrirovannaya model' dlia kompleksnogo upravleniya razrabotki i obustroystvom mestorozhdenii [Integrated model for complex management of reservoir engineering and field construction]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 12, pp. 71-73.

21. Panov R.A., Mozhchil' A.F., Dmitriev D.E., Alekseev P.O., El'onyshchev A.V., Ashikhmin I.A. Tsifrovoy kontseptual'nyi inzhiniring: avtomatizatsiya razmeshcheniya ob"ektov obustroystva [Digital conceptual engineering: automatization of facilities allocation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 12, pp. 72-75. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-72-75

22. Silva Dewi Rahmawati, Curtis Hays Whitson, Bjarne Foss, Arif Kuntadi. Integrated field operation and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, vol. 81, pp. 161-170. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.12.027

23. Hristo Apostolov, Matthias Fischer, Daniel Olivotti, Sonja Dreyer, Martin Eigner. Modeling framework for integrated, Model-based development of product-Service systems. *Procedia CIRP*, 2018, vol. 73, pp. 9-14. DOI: 10.1016/j.procir.2018.03.307

24. Li Qiang, Zhong Haiquan, Wang Yuan, Leng Youheng, Guo Chunqiu. Integrated development optimization model and its solving method of multiple gas fields. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, vol. 43, iss. 2, pp. 293-300. DOI: 10.1016/S1876-3804(16)30033-7

25. Vremennyyi reglament otsenki kachestva i priemki trekhmernykh tsifrovyykh geologo-gidrodinamicheskikh modelei, predstavlyayemykh pol'zovateliami nedr v sostave tekhnicheskikh proektov razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia na rassmotrenie Tsentral'noi komissii po razrabotke Rosnedra po uglevodorodnomu syr'iu. Priniat na rasshirennom zasedanii Tsentral'noi komissii po razrabotke Rosnedra po uglevodorodnomu syr'iu ot 19.04.2012, № 5370, vvoditsia v deistvie s 01.07.2012 [Temporary regulations for assessing the quality and acceptance of three-dimensional digital geological and hydrodynamic models submitted by subsoil users as part of technical projects for the development of hydrocarbon deposits for

consideration by the Central Commission for the Development of Rosnedra for hydrocarbons. Adopted at an expanded meeting of the Central Commission for the Development of Rosnedra for hydrocarbon raw materials dated April 19, 2012, no. 5370, comes into force on July 1, 2012]. Moscow, 2012.

26. Reglament svodnogo biznes-protsessa OP_00_08 "Integrirovannoe modelirovanie" v OOO "LUKOIL-PERM". Vveden v deistvie v OOO "LUKOIL-PERM" Prikazom a-835 ot 30.03.2018 g. [Regulations for the consolidated business process OP_00_08 "Integrated Modeling" at LLC LUKOIL-PERM. Put into effect at LLC LUKOIL-PERM by Order a-835 of March 30, 2018]. Perm, 2018.

27. Sekretarev Iu.A., Miatezh T.V., Moshkin B.N. Matematicheskaya model' upravleniya funktsionirovaniem generiruiushchei kompanii v sovremennykh usloviyakh [Mathematical model for controlling generation company functioning under modern conditions]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2018, vol. 329, no. 2, pp. 146-158.

28. Avrunev E.I., Chernov A.V., Dubrovskii A.V., Komissarov A.V., Pasechnik E.Iu. Tekhnologicheskie aspekty postroyeniya 3D-modeli inzhenernykh sooruzhenii v gorodakh arkticheskogo regiona Rossiiskoi Federatsii [Technological aspects of constructing 3D-model of engineering structures in the cities of the RF Arctic Region]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2018, vol. 329, no. 7, pp. 131-137.

29. Romanovskii R.V. Primenenie metodov komp'yuternogo modelirovaniya zon zatopleniya pri maksimal'nykh raschetnykh urovniakh vody dlia resheniya proektnykh zadach pri rekul'tivatsii narushennykh zemel', a takzhe proektirovaniya zdaniy i sooruzhenii vblizi vodnykh ob"ektov [Application of computer modeling methods of flood zones at maximum design water levels for solving project tasks in the disturbed lands recultivation and design of buildings and facilities near water bodies]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*,

2019, vol. 330, no. 2, pp. 186-201.
DOI: 10.18799/24131830/2019/2/119

30. Shevkunov N.O., Zhigunova A.V., Shevkunova A.V. Kachestvennaia transformatsiia metodov otsenki effektivnosti investitsionnykh proektov neftedobychi [Qualitative transformation of assessment methods of investment projects efficiency in oil production]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2017, vol. 328, no. 4, pp. 67-74.

31. Mohammed K. Almedallah, Stuart D.C. Walsh Integrated well-path and surface-facility optimization for shallow-water oil and gas field developments. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 859-871.
DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.025

32. Cao Zhigang, Li Peichao, Li Qingyu, Lu Detang Integrated workflow of temperature transient analysis and pressure transient analysis for multistage fractured horizontal wells in tight oil reservoirs. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2020, vol. 158. Article 119695.
DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2020.119695

33. Wygrala B.P. Integrated computer-aided basin modeling applied to analysis of hydrocarbon generation history in a Northern Italian oil field. *Organic Geochemistry in Petroleum Exploration*, 1988, pp. 187-197.
DOI: 10.1016/0146-6380(88)90039-3

34. Rodrigues H.W.L., Prata B.A., Bonates T.O. Integrated optimization model for location and sizing of offshore platforms and location of oil wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 145, pp. 734-741. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.07.002

35. Neshich S., Streletskaia V.V. Integrirrovannyi podkhod pri obrashchenii i obratnoi zakachke poputno dobyvaemoi vody [An integrated approach for produced water treatment and injection]. *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 1, pp. 25-31. DOI: 10.18599/grs.2018.1.25-31

36. Stoliarov V.E., Eremin N.A. Optimizatsiia protsessov dobychi gaza pri primenenii tsifrovyykh tekhnologii [The optimization of the gas production processes by the application of the digital technologies]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh*

mestorozhdenii, 2018, no. 6, pp. 54-61.
DOI: 10.30713/2413-5011-2018-6-54-61

37. Longxin M.U., Zifei F.A.N., Anzhu X.U. Development characteristics, models and strategies for overseas oil and gas fields. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45, iss. 4, pp. 735-744.
DOI: 10.11698/PED.2018.04.14

38. Mullagalin I.Z., Khatmullina E.I. Nekotorye aspekty modelirovaniia pri planirovanii i analize razrabotki [Some aspects of modeling in the planning and analysis of development]. *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 165-167.
DOI: 10.18599/grs.2018.3.165-167

39. Bobb I.F. Mezhdunarodnyi opyt sozdaniia neftegazovykh IT-tekhnologii dlia modelirovaniia mestorozhdenii [International experience of E&P software solutions development]. *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 193-196.
DOI: 10.18599/grs.2018.3.103-196

40. Eremin N.A., Stoliarov V.E. O tsifrovizatsii protsessov gazodobychi na pozdnykh stadiiakh razrabotki mestorozhdenii [On the Digitalization of Gas Production in the Late Stages of Field Development]. *SOCAR Proceedings*, 2020, no. 1, pp. 59-69.
DOI: 10.5510/OGP20200100424

41. Petrenko V.E., Mirzov D.A., Chernikov B.V., Ibragimov I.E., Arkhipov O.L., Remizov A.E. Kontseptsii sozdaniia informatsionnogo obespecheniia proektov osvoeniia neftegazovykh resursov kontinental'nogo shel'fa [The concept of creating information support for continental shelf oil and gas fields development projects]. *SOCAR Proceedings*, 2019, no. 4, pp. 73-80.
DOI: 10.5510/OGP20190400414

42. Karp A.N., Krivolapova M.V., Palamarchuk I.V., Gulevich I.V. Primenenie kontseptual'nogo podkhoda k obustroistvu neftegazovogo aktiva na primere Imilorskogo mestorozhdeniia [Application of the conceptual approach to the development of an oil and gas asset on the example of the Imilor deposit]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2020, no. 2 (338), pp. 69-75.
DOI: 10.30713/2413-5011-2020-2(338)-69-75

43. Goncharova O.R., Kozlov S.V. Povyshenie effektivnosti razrabotki gazoneftianyykh (neftegazovykh) zalezhei na osnove podbora optimal'nykh proektnykh reshenii dlia mestorozhdenii Permskogo kraia [Enhancing the efficiency of gas-oil (oil-gas) deposits development based on selection of optimal engineering solutions for Perm Region fields]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2020, vol. 20, no. 1, pp. 88-100. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.8

44. Aliguliev R.M., Fataliev T.Kh., Mekhtiev Sh.A. Promyshlennyy internet veshchei: evoliutsiya

avtomatizatsii v neftegazovom komplekse [Industrial Internet of Things: the evolution of automation in the oil and gas complex]. *SOCAR Proceedings*, 2019, no. 2, pp. 66-71. DOI: 10.5510/OGP20190200391

45. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniia resursnoi bazy zhidkikh uglevodorodov v iurskikh otlozheniiakh Zapadnoi Sibiri [Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia]. *Zapiski gornogo instituta*, 2019, vol. 240, pp. 711-715. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.711

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли / Е.В. Филиппов, Г.Н. Чумаков, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев // Недропользование. – 2020. – Т.20, №4. – С.386–400. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.7

Please cite this article in English as:

Filippov E.V., Chumakov G.N., Ponomareva I.N., Martyshev D.A. Application of Integrated Modeling in the Oil and Gas Industry. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.4, pp.386-400. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.7