

РУБРИКА: АВТОМАТИЗАЦИЯ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ
НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Оптимизация постобработки результатов гидродинамического моделирования с помощью Python-сценариев

К. С. Соколов (ФАУ «ЗапСибНИИГГ»), Д. Н. Корнеева (ФАУ «ЗапСибНИИГГ»)

В статье описывается внедрение автоматизированного процесса для создания приложений, необходимых при составлении раздела «Гидродинамическое моделирование» проектно-технической документации (ПТД) нефтяных и газовых месторождений. Сегодня такие материалы строятся вручную исполнителем работы. Монотонность выполняемых действий приводит к неизбежным ошибкам в процессе работы. Таким образом, правильно построенная гидродинамическая модель, которая отвечает регламентным требованиям, возвращается на доработку в связи с расхождением параметров в модели и указанных в отчете. Предлагаемые сценарии протестированы более чем на 50 моделях и позволили оптимизировать трудозатраты сотрудников предприятия.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, сокращение трудозатрат, автоматизация постобработки результатов, Python-сценарий.

Optimization of post-processing of hydrodynamic modeling results using Python scripts

K. S. Sokolov (FAU “ZapSibNIIGG”), D. N. Korneeva (FAU “ZapSibNIIGG”)

The article describes the implementation of an automated process for creating applications necessary for the preparation of the section “Hydrodynamic modeling” of the design and technical documentation (PTD) of oil and gas fields. Today, such materials are built manually by the contractor. The monotony of the actions performed leads to unavoidable errors during the work process. Thus, a properly constructed hydrodynamic model that meets the regulatory requirements is returned for revision, due to the discrepancy between the parameters in the model and those indicated in the report. The proposed scenarios have been tested on more than 50 models and allowed optimizing the labor costs of the company's employees.

Keywords: hydrodynamic modeling, reduction of labor costs, automation of post-processing of results, Python script.

Введение

Заключительным этапом гидродинамического моделирования в рамках составления ПТД (проектно-технической документации) является выдача результатов моделирования «разработчикам» и подготовка главы для проектного документа. В нефтегазовой отрасли обработка информации у инженеров занимает значительную часть рабочего времени [5, 6]. Наличие инструментов для обработки и анализа данных, а также умение ими пользоваться позволяет значительно сократить временные затраты на процессы постобработки результатов моделирования.

Для составления текста отчета необходимы следующие графические материалы:

- сопоставление запасов геологической модели (ГМ) и гидродинамической модели (ГДМ);
- данные о свойствах флюидов, принимаемых в модели;
- сопоставление коэффициента вытеснения модели и принятого к проектированию;
- сопоставление фактических и расчетных показателей;
- графики фактических и расчетных показателей добычи углеводородов;
- кроссплоты накопленной добычи углеводородов, а также пластового и забойного давлений [1].

Методы решения

По мере популяризации программирования в сфере добычи углеводородов разработчики программного обеспечения стали предоставлять возможность с помощью языков программирования упрощать рабочие процессы по созданию и редактированию моделей. При этом код, учитывающий различные геолого-физические особенности объекта разработки, может быть распространен на другие модели без редактирования.

Авторами статьи написаны сценарии для решения рутинных операций, связанных с необходимостью постобработки результатов моделирования. В качестве гидродинамического симулятора был выбран «тНавигатор» от компании «ИРМ». В симуляторе есть необходимый минимум для автоматизации создания регламентных иллюстраций:

- поддержка скриптов на языке Python,
- наличие стандартных и ряда пользовательских библиотек для работы с табличными файлами.

Такой функционал позволяет организовать работу по автоматизации внутри предприятия, где более опытный пользователь готовит необходимое решение, а другие пользователи многократно используют это решение, не взаимодействуя непосредственно с кодом.

Авторами предлагается ускорить создание регламентной таблицы для сравнения данных ГМ — ГДМ, автоматизировать выгрузку основных свойств флюидов и породы из ГДМ и подготовить данные для оценки качества адаптации гидродинамической модели.

Для этого разработан сценарий на языке программирования Python, который выполняет следующие функции: вычисляет необходимые параметры, формирует табличный файл с заданным макетом представления данных, а также вычисляет отклонения. На рисунке 1 представлена блок-схема № 1 для Python-сценария по выгрузке свойств флюида, на рисунке 2 — блок-схема № 2 для Python-сценария по выгрузке подсчетных параметров, на рисунке 3 — блок-схема № 3 для Python-сценария для оценки адаптации ГДМ.

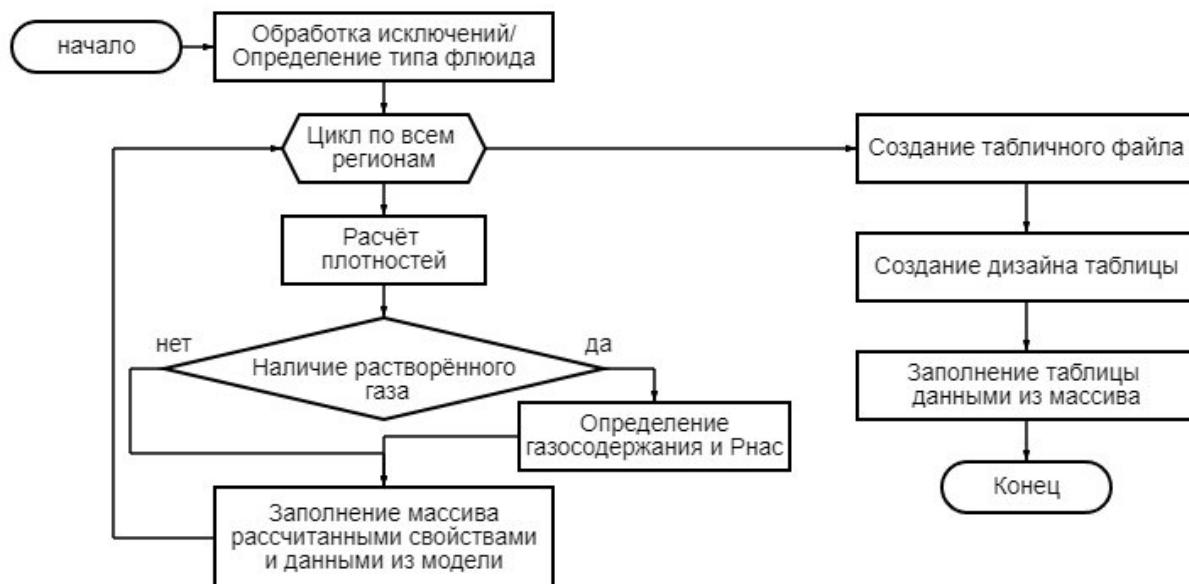


Рисунок 1. Блок-схема № 1 Python-сценария по выгрузке свойств флюида

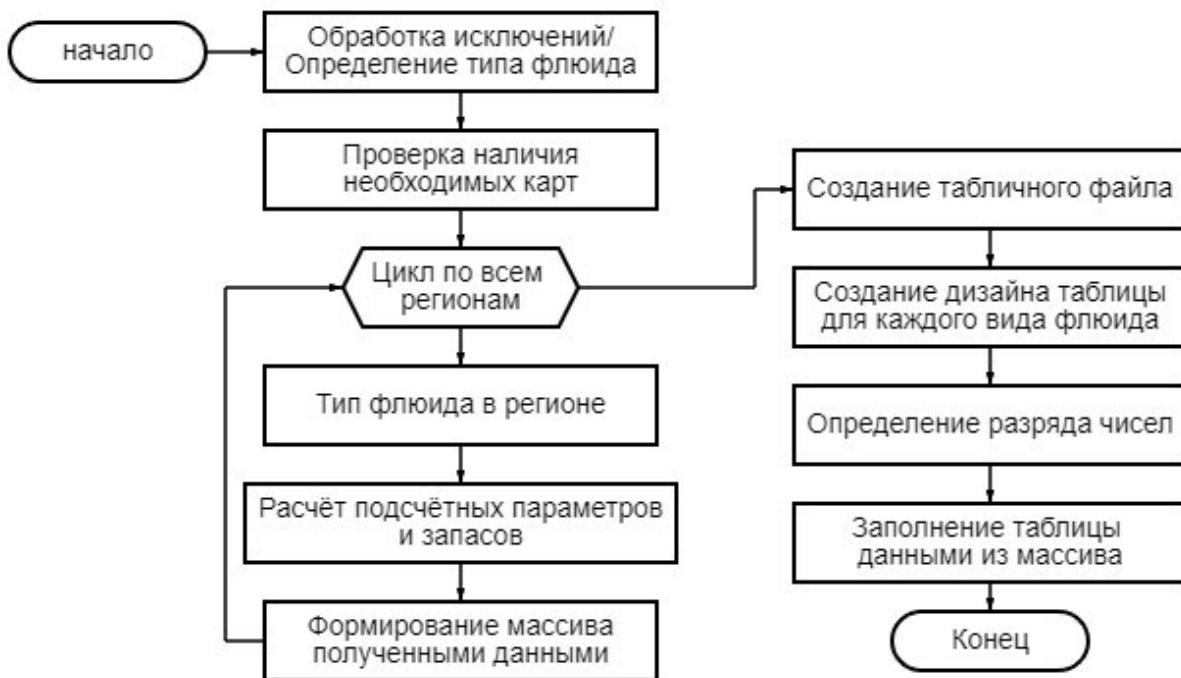


Рисунок 2. Блок-схема № 2 Python-сценария по выгрузке подсчетных параметров

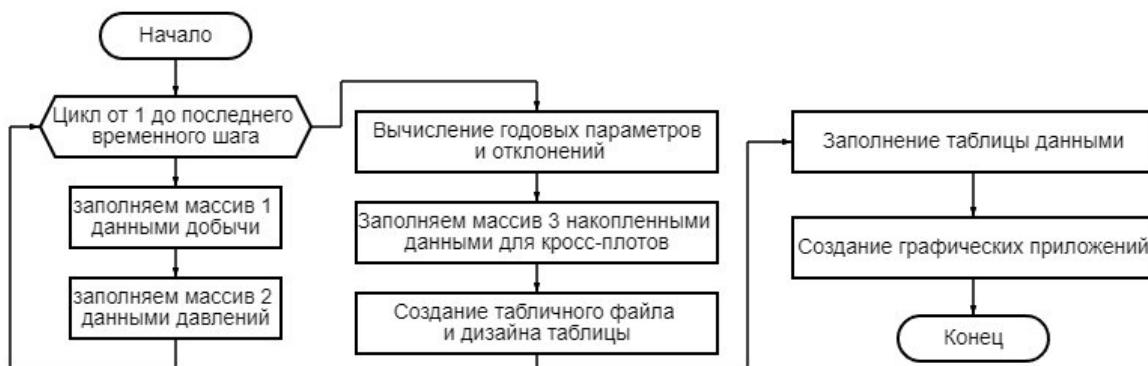


Рисунок 3. Рисунок 3. Блок-схема № 3 Python-сценария для оценки качества адаптации ГДМ

Полученные результаты

После инициализации гидродинамической модели необходимо:

- убедиться в корректном задании свойств флюидов и пласта, сравнить значения с данными, указанными в таблице геолого-физических характеристик (ГФХ) продуктивных залежей (пластов) месторождения;
- сопоставить начальные геологические запасы углеводородов и подсчетные параметры ГДМ с данными, представленными к утверждению в отчете.

За исключением плотностей, все необходимые данные можно получить напрямую из свойств сетки в симуляторе. Плотности для каждого отчетного региона определяются как отношение массовых запасов к объемным на начало моделирования. Python-сценарий выгружает автоматически свойства из ГДМ и выделяет ячейки, в которых отклонения превышают 5 %, согласно регламенту. На рисунке 4 представлен результат выполнения сценария.

Параметр	ГФХ	ГДМ	Расхождение	
			абс. ед.	%
FIPNUM_1				
Начальное пластовое давление, МПа	29.2	29.2	0.0	0.0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0.26	0.26	0.0	0.0
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0.815	0.815	0.0	0.0
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	2	2	0.0	0.0
Давление насыщения нефти газом, МПа	29	29	0.0	0.0
Газосодержание, м ³ /т	369.3	369.3	0.0	0.0
Плотность воды в поверхностных условиях, г/м ³	1.15	1.15	0.0	0.0
FIPNUM_2				
Начальное пластовое давление, МПа	30.3	28.6	-1.7	-5.6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0.55	0.55	0.0	0.0
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0.835	0.835	0.0	0.0
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	2.3	2.8	0.5	21.7
Давление насыщения нефти газом, МПа	25	21	-4.0	-16.0
Газосодержание, м ³ /т	250	258	8.0	3.2
Плотность воды в поверхностных условиях, г/м ³	1.15	1.01	-0.1	-12.2

Рисунок 4. Результат работы сценария по выгрузке свойств коллектора

Напрямую из гидродинамической модели можно получить величину запасов углеводородов, а также значения подсчетных параметров, за исключением эффективного и флюидонасыщенного объема. Использование умножения и деления в калькуляторе графиков для

объектов типа «свойство сетки» не поддержано. Вычисление же недостающих объемов через Python путем сложения объема каждой ячейки занимает слишком много времени. Единственным вариантом в такой ситуации является создание карт с эффективным и флюидонасыщенным объемами в графическом интерфейсе симулятора. Обращение к «новым картам» осуществляется через предложенный сценарий. При отсутствии в ГДМ какой-либо из фаз возникает ошибка. Поэтому при запуске скрипта обрабатываются ошибки, связанные с возможным отсутствием фаз и «новых карт».

На следующем шаге сценарий будет создавать цикл по всем отчетным регионам и заполнять массивы данными о запасах и подсчетных параметрах. Согласно регламенту, для каждого вида углеводородного сырья создаются отдельные таблицы в зависимости от количества фаз и регионов. Формируется дизайн и происходит заполнение данными. На рисунке 5 представлен фрагмент результата его выполнения. Автоматически выделяются ячейки, в которых отклонения превышают 5 %, согласно регламенту.

Табличное приложение 4.1 - Сопоставление параметров и запасов углеводородного сырья геологической и гидродинамической моделей					
Пласт(купол)	Параметры	Модели		Расхождение ГДМ с ГМ	
		ГМ	ГДМ	абс.ед.	%
1	2	3	4	5	6
Объемы, млн.м ³					
FIPNUM_1	Эффективный	0.625	0.550	-0.08	-12.00
	Поровый	0.038	0.037	-0.001	-2.63
	Нефтенасыщенный	0.032	0.027	-0.01	-15.63
	Средневзвешенные параметры, д.ед				
	Песчанистость	1.00	1.00	0.000	0.00
	Пористость	0.12	0.12	-0.005	-4.17
Запасы углеводородного сырья, тыс.т					
FIPNUM_65	Нефть	16	16	0	0
	Объемы, млн.м ³				
	Эффективный	0.095	0.092	-0.003	-3.16
	Поровый	0.060	0.062	0.002	3.33
	Газонасыщенный	0.026	0.025	-0.001	-3.85
	Средневзвешенные параметры, д.ед				
FIPNUM_65	Песчанистость	1.00	1.00	0.00	0.00
	Пористость	0.13	0.13	-0.01	-3.85
	Газонасыщенность	0.86	0.89	0.03	3.49
	Запасы углеводородного сырья				
	Газ, млн.м ³	6.72	7.3	0.58	8.63
	Конденсат, тыс.т	5.3	5.1	-0.2	-3.77

Рисунок 5. Результат работы по выгрузке подсчетных параметров

Для оценки качества адаптации ГДМ в «тНавигатор» подгружается Python-сценарий, который создает цикл по временным шагам. Внутри цикла объявляется массив, автоматически заполняемый рассчитанными и исторически накопленными показателями разработки из ГДМ. Из накопленных показателей высчитываются годовые, затем определяются отклонения между фактическими и расчетными данными. Далее в сценарии — создание нового табличного файла и заполнение ячеек данными из массива. При выполнении цикла на последнем шаге необходимо записать в новый массив основные накопленные показатели по всем скважинам для построения кроссплотов, чтобы оценить качество адаптации по скважинам. На основе полученных данных создаются графики сопоставления фактических и расчетных данных, а также кроссплоты. Заключительным шагом является оформление полученной таблицы и графиков. В результате ячейки, в которых есть отклонения, превышающие регламентные требования, выделяются цветом. Это позволяет оценить текущее состояние и наглядно увидеть проблемные периоды адаптации.

Обсуждение результатов

Таким образом, предлагаемые сценарии позволяют распределить объем работы на сотрудников с меньшей квалификацией для формирования текста отчета, тем самым освободив время более опытных сотрудников. Данный набор скриптов упрощает работу экспертизы гидродинамической модели как для исполнителя, так и для эксперта, оптимизирует затраченное время для формирования регламентных таблиц и исключает технические ошибки. В скриптах используются библиотеки Python, встроенные в «тНавигатор». Это позволяет внедрить скрипт на любой компьютер без дополнительных установочных файлов.

При сложном геологическом строении и моделировании объектов, содержащих нефтегазоконденсатную смесь, объем подготавливаемой информации для отчета увеличивается в разы. Монотонность выполняемых действий приводит к неизбежным ошибкам в процессе работы. Таким образом, правильно построенная гидродинамическая модель, которая отвечает регламентным требованиям, возвращается на доработку в связи с расхождением параметров в модели и указанных в отчете.

Несмотря на то, что для подготовки иллюстраций необходимо производить повторяющиеся действия, каких-либо готовых автоматизированных подходов в современных гидродинамических программных продуктах для формирования регламентных приложений не предусмотрено.

Данные сценарии были протестированы на более чем 50 гидродинамических моделях с разными геолого-физическими

характеристиками. Рассмотрим модель месторождения Волгоградской области со сложным геологическим строением, где присутствует 120 нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей, 6 продуктивных пластов с разными свойствами (рис. 6). Для того, чтобы сделать сопоставление параметров и запасов углеводородного сырья геологической и гидродинамической модели, а также самопроверку заданных свойств, необходимо потратить от 15 до 20 часов рабочего времени, при этом вероятность ошибки высока (последовательность выбора региона, большой объем цифр, монотонность). Предлагаемый авторами автоматизированный метод выводит данные таблицы за 5 минут.

При создании Python-сценария для оценки качества адаптации ГДМ исполнитель может по созданной таблице оценить отклонения в процентах в определенный период. Кроссплоты автоматически показывают отклонения расчетной и фактической накопленной добычи углеводородов, которые обеспечивают 80 % накопленной добычи углеводородов всего объекта по скважинно. Кроссплоты расчетного пластового и забойного давлений автоматически показывают отклонения, не превышающие 25 % по сравнению с историческими данными по скважинно за весь период разработки. В процессе адаптации гидродинамической модели данный сценарий используется на постоянной основе до достижения регламентных требований. Стоит отметить, если в работе присутствуют несколько гидродинамических моделей, визуализация для отчета будет в одном стиле. На рисунке 7 представлен фрагмент результата данного сценария.



Рисунок 6. Регионы равновесия, модель месторождения Волгоградской области

Год	Добыча жидкости		Отклонение, %	Добыча нефти		Отклонение, %	Накопленная		Отклонение, %	Накопленная		Отклонение, %	Накопленная закачка		Отклонение, %	
	факт	расчет		факт	расчет		факт	расчет		факт	расчет		факт	расчет		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1966	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1967	11.82	11.82	0.0	11.80	11.81	0.1	11.82	11.82	0.0	11.80	11.81	0.1	4748.01	5069.23	6.8	
1968	50.29	50.29	0.0	50.22	50.26	0.1	62.10	62.10	0.0	62.02	62.08	0.1	28674.44	27121.52	-5.4	
1969	105.05	105.05	0.0	104.96	105.00	0.0	167.16	167.16	0.0	166.99	167.07	0.1	95605.15	92519.11	-3.2	
1970	219.81	219.71	0.0	219.68	219.58	0.0	386.97	386.87	0.0	386.67	386.65	0.0	343398.75	338851.46	-1.3	
1971	430.31	434.04	0.9	430.10	433.89	0.9	817.28	820.91	0.4	816.77	820.55	0.5	728980.21	727224.76	-0.2	
1972	534.73	534.26	-0.1	530.48	530.01	-0.1	1352.02	1355.17	0.2	1347.25	1350.56	0.2	1193508.74	1197677.26	0.3	
2016	34.72	35.64	2.6	25.64	26.53	3.5	3990.00	3965.76	-0.6	3862.78	3845.49	-0.4	5274451.78	5258878.46	-0.3	
2017	24.45	24.83	1.5	16.81	18.64	10.9	4014.46	3990.59	-0.6	3879.58	3864.13	-0.4	5304474.37	5284202.75	-0.4	
2018	22.53	22.78	1.1	16.76	17.05	1.7	4036.99	4013.36	-0.6	3896.35	3881.18	-0.4	5331426.27	5306587.03	-0.5	
2019	19.84	20.00	0.8	12.99	13.23	1.9	4056.83	4033.36	-0.6	3909.34	3894.42	-0.4	5351720.11	5323083.02	-0.5	
2020	14.40	15.84	10.0	10.22	11.66	14.1	4071.23	4049.20	-0.5	3919.56	3906.08	-0.3	5373239.23	5345552.95	-0.5	
2021	8.99	10.40	15.8	6.09	7.42	21.9	4080.22	4059.60	-0.5	3925.65	3913.50	-0.3	5392800.36	5364675.77	-0.5	
2022	9.10	11.63	27.8	4.61	7.54	63.6	4089.32	4071.23	-0.4	3930.26	3921.03	-0.2	5406766.33	5378110.36	-0.5	
2023	5.46	6.90	26.4	3.07	4.23	37.9	4094.78	4078.13	-0.4	3933.33	3925.26	-0.2	5412244.59	5381845.68	-0.6	
2024	9.79	10.17	3.8	4.88	4.59	-5.9	4104.57	4088.30	-0.4	3938.21	3929.86	-0.2	5415527.54	5386012.51	-0.5	

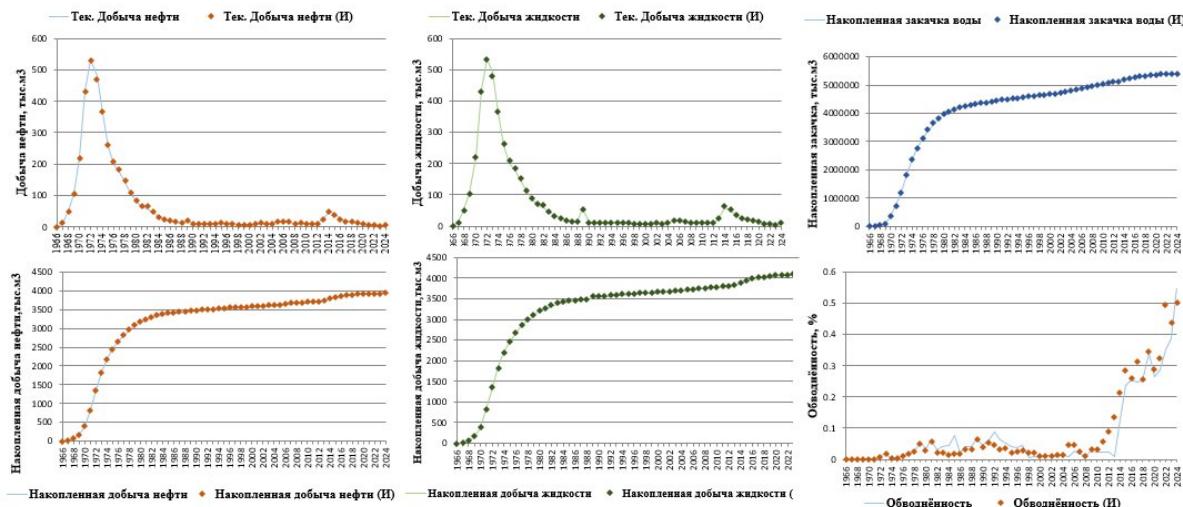


Рисунок 7. Результат работы сценария для оценки качества адаптации ГДМ

Список литературы

1. Приказ Минприроды России от 20.09.2019 N 639 (ред. от 06.10.2020) «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (Зарегистрировано в Минюсте России 02.10.2019 N 56103).
2. Закревский К. Е. Повышение качества геолого-гидродинамического моделирования / Закревский К. Е., Аржиловский А. В., Тимчук А. С., Грищенко М. А., Бикбулатова Т. Г. // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 10. — С. 44–48.
3. Сыртланов В. Р. К вопросу об автоматизации инженерных методик адаптации гидродинамических моделей нефтяных месторождений / Сыртланов В. Р., Сыртланова В. С., Санников И. Н., Иксанов К. Н. // Вестник ЦКР Роснедра. — 2011. — № 4. — С. 31–38.
4. Сыртланов В. Р. О некоторых приемах автоматизации адаптации гидродинамических моделей месторождений углеводородов / Сыртланов В. Р., Головацкий Ю. А., Ишимов И. Н., Межнова Н. И. // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 2019: сборник материалов конференции. — Москва, 2019.
5. Иванов А. Н. Применение алгоритма PEXEL для автоматизированной адаптации гидродинамических моделей месторождений / Иванов А. Н., Хисматуллина Ф. С., Аубакиров А. Р., Кургузкина И. В. // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 9. — С. 49–52. — <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-9-49-52>.
6. Lesslar P. C. Managing Data Assets to Improve Business Performance / Lesslar P. C., van den Berg F. G. // SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management: proceedings. — Kuala Lumpur, Malaysia, 1998.

References

1. Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation dated 09/20/2019 N 639 (as amended on 10/06/2020) "On Approval of the Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits" (Registered with the Ministry of Justice of the Russian Federation on 10/02/2019 N 56103) (in Russ.).
2. Zakrevskiy K. E. Povyshenie kachestva geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniya [Geological and hydrodynamic modeling quality improvement] / Zakrevskiy K. E., Arzhilovskiy A. V., Timchuk A. S.,

Grischenko M. A., Bikbulatova T. G. // Oil industry. — 2012. — № 10. — Pp. 44–48 (in Russ.).

3. Syrtlanov V. R. K voprosu ob avtomatizacii inzhenernyh metodik adaptacii gidrodinamicheskikh modeley neftyanyh mestorozhdeniy [Automation of engineering methods for reservoir simulation model adaptation of oil fields] / Syrtlanov V. R., Syrtlanova V. S., Sannikov I. N., Iksanov K. N. // Vestnik CKR Rosnedra [“Scientific Research and Design Institute of Oil and Gas” LLC]. — 2011. — № 4. — Pp. 31–38 (in Russ.).
4. Syrtlanov V. R. O nekotoryh priemah avtomatizacii adaptacii gidrodinamicheskikh modeley mestorozhdeniy uglevodorodov [Assisted History Matching for Reservoir Simulation Models] / Syrtlanov V. R., Golovackiy Yu. A., Ishimov I. N., Mezhnova N. I. // SPE Russian Petroleum Technology Conference: proceedings. — Moscow, 2019 (in Russ.).
5. Ivanov A. N. Primenenie algoritma PEXEL dlya avtomatizirovannoy adaptacii gidrodinamicheskikh modeley mestorozhdeniy [The PEXEL algorithm application for automated history matching reservoir simulation mode] / Ivanov A. N., Hismatullina F. S., Aubakirov A. R., Kurguzkina I. V. // Oil industry. — 2022. — № 9. — Pp. 49–52. — <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-9-49-52> (in Russ.).
6. Lesslar P. C. Managing Data Assets to Improve Business Performance / Lesslar P. C., van den Berg F. G. // SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management: proceedings. — Kuala Lumpur, Malaysia, 1998.