

УДК 622.276  
DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4593  
Шифр специальности ВАК: 2.8.4

## Настройка PVT-моделей. Моделирование нагнетательного фонда скважин. Настройка моделей системы сбора и трубопроводов и системы поддержания пластового давления

Р.Н. Коротков✉, Д.М. Овчаренко, В.И. Ерофеев

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск*

✉ klimatqwf@gmail.com

**Аннотация.** *Актуальность* исследования заключается в возможности обеспечить более точную и эффективную оценку и управление процессом добычи углеводородов при помощи программных продуктов для интегрированного моделирования месторождений. Однако такой подход требует анализа качества исходных данных, а также выбора корректного подхода к созданию моделей. Последовательная и систематическая работа позволяет с высокой точностью воспроизвести действительную ситуацию для того, чтобы использовать полученные результаты в дальнейшей работе. Интегрированная модель месторождения является совершенно новым подходом к разработке месторождения, когда текущая работа строится не от существующих решений, а от потенциала. Прогнозирование поведения пласта, скважин и инфраструктуры, системы сбора и системы поддержания пластового давления позволяет комплексно оценивать возможности получения максимального дебита нефти и газа с минимизацией возможных потерь. **Цель:** формирование и анализ подхода к настройке PVT-моделей флюидов, моделей нагнетательного фонда скважин, системы сбора и транспорта и системы поддержания пластового давления путем адаптации параметров к фактическим данным. **Методы:** настройка и адаптация моделей нагнетательных скважин; настройка и адаптация моделей системы сбора и трубопроводов; подход к работе с системой поддержания пластового давления. **Результаты.** Полученные результаты позволяют адаптировать компоненты интегрированной модели с точностью свыше 95%, что делает возможным моделирование режима работы месторождения. В результате анализа были выявлены критерии настройки, а также представлен минимальный необходимый набор параметров для качественной адаптации моделей. Также доказана эффективность и точность прогнозных расчетов на настроенных моделях посредством сравнения фактических данных о режимах работы с синтетическими. На основании проделанной работы можно сделать вывод о том, что использование интегрированной модели демонстрирует нам высокое сходство с реальными данными, что позволяет оптимально подходить к режиму разработки месторождения.

**Ключевые слова:** Petroleum Experts, PETEX, Prosper, PVT, PVT-модель, интегрированная модель, модель скважины, модель ССиТ, модель ППД, адаптация скважин

**Благодарности:** Авторы выражают благодарность Центру коллективного пользования «Физико-химические методы анализа» Томского политехнического университета.

**Для цитирования:** Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М., Ерофеев В.И. Настройка PVT-моделей. Моделирование нагнетательного фонда скважин. Настройка моделей системы сбора и трубопроводов и системы поддержания пластового давления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 6. – С. 37–45. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4593

---

UDC 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4593

## Setup of PVT-models. Modeling of injection wells. Configuring models of collection system and pipelines and reservoir pressure maintenance system

R.N. Korotkov✉, D.M. Ovcharenko, V.I. Erofeev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉klimatqwf@gmail.com

**Abstract. Relevance.** The ability to provide more accurate and efficient assessment and management of hydrocarbon production using software products for integrated field modeling. However, this approach requires an analysis of the source data quality, as well as the selection of the correct approach to creating models. Consistent and systematic work makes it possible to reproduce the actual situation with high accuracy in order to use the results obtained in further work. The integrated field model is a completely new approach to field development, when current work is based not on existing solutions, but on potential. Forecasting the behavior of the reservoir, wells and infrastructure, the collection system and the system for maintaining reservoir pressure allows for a comprehensive assessment of the possibilities of obtaining maximum oil and gas production while minimizing possible losses. **Aim.** Formation and analysis of an approach to setting up PVT-models of fluids, models of injection well stock, collection and transport systems and reservoir pressure maintenance systems by adapting parameters to actual data. **Methods.** Setting up and adapting injection well models; setting up and adapting collection system and pipeline models; approach to work with the reservoir pressure maintenance system. **Results.** The results obtained make it possible to adapt the components of the integrated model with an accuracy of over 95%, which makes it possible to simulate the operating conditions of the field. Because of the analysis, tuning criteria were identified, and the minimum required set of parameters for high-quality adaptation of models was presented. Efficiency and accuracy of predictive calculations on adapted models were proven as well by comparing actual performance data with synthetic data. Based on the work done, we can conclude that the use of an integrated model shows us a high convergence with real data, which allows us to optimally approach the field development regime.

**Keywords:** Petroleum Experts, PETEX, Prosper, PVT, PVT-model, integrated model, well model, reservoir pressure model, well adaptation

**Acknowledgements:** The authors are grateful to the TPU center «Physical and chemical methods of analysis».

**For citation:** Korotkov R.N., Ovcharenko D.M., Erofeev V.I. Setup of PVT-models. Modeling of injection wells. Configuring models of collection system and pipelines and reservoir pressure maintenance system. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 6, pp. 37–45. DOI: 10.18799/24131830/2024/6/4593

### Введение

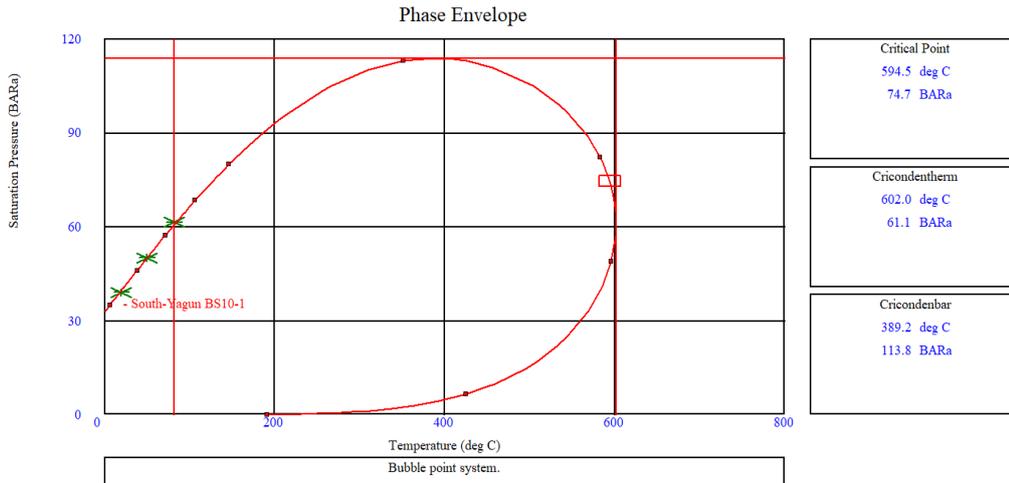
Использование программных продуктов для интегрированного моделирования месторождений требует анализа качества исходных данных, а также выбора корректного подхода к созданию моделей. Для практического применения полученных результатов от прогнозирования поведения месторождения необходимо производить комплексную оценку возможности получения дополнительной добычи нефти и газа [1]. Интегрированное моделирование позволяет повысить эффективность месторождения путем построения текущей работы от потенциала [2]. Комбинация методов моделирования пласта, скважин и инфраструктуры, системы сбора и системы поддержания пластового давления в совокупности воспроизводят более точные к реальности условия [3]. При помощи такого комплексного подхода можно оптимизировать процессы добычи с минимальными потерями и рисками путем симулирования различных режимов работы месторождения.

### Методы

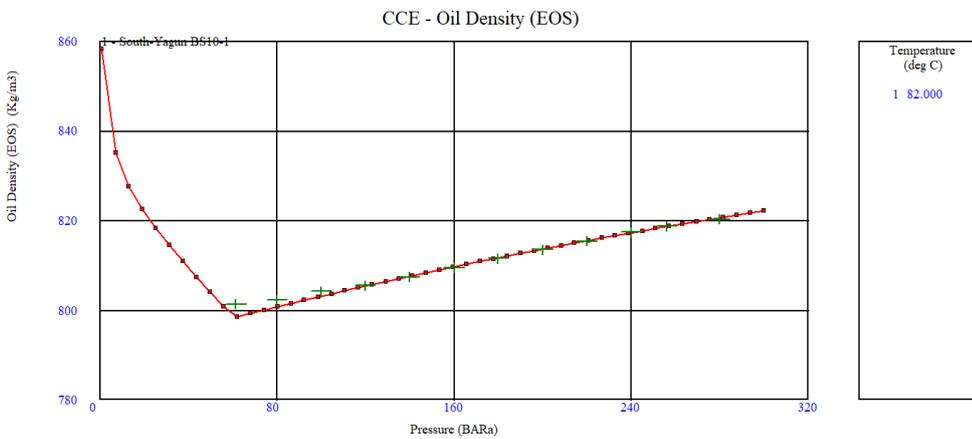
Адаптация уравнения состояния производится на основе данных из проектно-технической документации, где представлены осредненные результаты лабораторных исследований пластовых проб. Для адаптации модели уравнения состояния использовался программный пакет PVTr [4].

При адаптации уравнения состояния применяется принцип наименьшего вмешательства, т. е. автоадаптация (регрессия) проводится по наименьшему количеству параметров [5]. Основной фокус при адаптации делался на такие параметры, как:

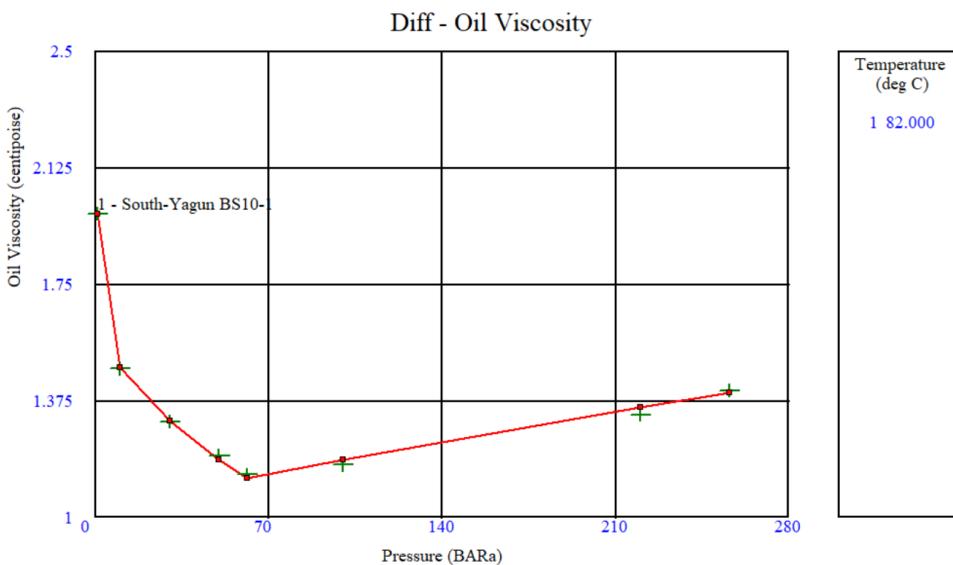
- 1) давление насыщения (фазовая диаграмма) (рис. 1);
- 2) плотность нефти при пластовых условиях и давлении насыщения (рис. 2);
- 3) вязкость нефти, замеренная по результатам дифференциального разгазирования (рис. 3).



**Рис. 1.** Фазовая диаграмма с замеренным давлением насыщения  
**Fig. 1.** Phase diagram with measured saturation pressure



**Рис. 2.** PV-соотношение – Плотность нефти  
**Fig. 2.** PV-ratio – oil density

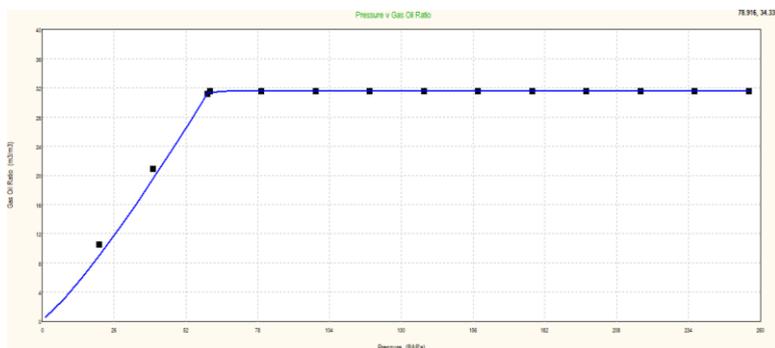


**Рис. 3.** Дифференциальное разгазирование – вязкость нефти  
**Fig. 3.** Differential degassing – oil viscosity

Красными точками на графиках отображены расчётные данные, зелёными – фактические результаты лабораторных исследований. Сопоставляя эти точки на графиках, можно наблюдать сходимость (или несходимость) между расчётными и фактическими параметрами. Основной фокус при

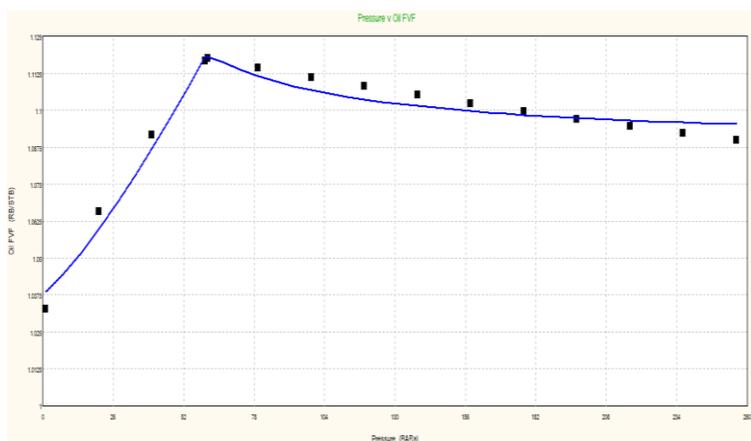
адаптации модели черной нефти делался на такие параметры, как:

- 1) газовый фактор (рис. 4);
- 2) объемный коэффициент нефти (рис. 5);
- 3) вязкость нефти (рис. 6) [6].



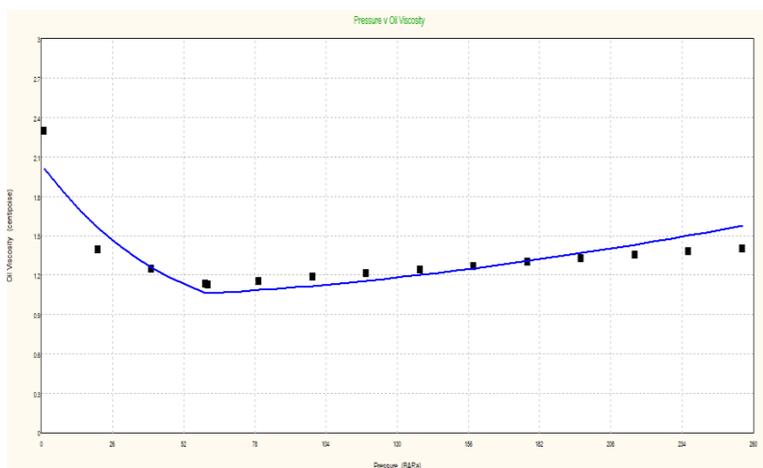
**Рис. 4.** Результаты адаптации газового фактора

**Fig. 4.** GOR adaptation results



**Рис. 5.** Результаты адаптации объемного коэффициента нефти

**Fig. 5.** Results of an oil volume factor adaptation



**Рис. 6.** Результаты адаптации вязкости нефти

**Fig. 6.** Oil viscosity matching results

Чёрными точками отображены значения, полученные на адаптированной модели уравнения состояния. Эти данные используются для выбора наиболее подходящей корреляции модели чёрной нефти (эта корреляция на графике отображена синим цветом).

Настройка и адаптация моделей нагнетательных скважин осуществляется в секции «VLP/IPR Matching» программного продукта Petroleum Experts PROSPER. Для этого необходимо занести данные по температуре закачки и фактические данные по замерам на дату актуализации модели, настроить вертикальный лифт и индикаторную кривую, проверить расчёт в секции «System» и сгенерировать кривые вертикального лифта.

Для дальнейших расчетов необходимо занести следующие данные:

- Test Point Date – дата актуализации модели скважины;
- Test Point Comment – информация об устьевом штуцере (диаметр штуцера или отсутствие штуцера);
- Injected Fluid Pressure – буферное давление;
- Downstream Temperature – температура флюида на забое скважины;
- Water Cut – обводненность закачиваемого флюида;
- Liquid Rate – закачка воды;
- Gauge Depth (Measured) – глубина спуска датчика;
- Gauge Pressure – давление на датчике;
- Reservoir Pressure – пластовое давление на верхних дырах перфорации.

Значение по замерам температуры на забое (U-Value) обычно отсутствует, поэтому для всех нагнетательных скважин U-Value было принято равным  $15 \text{ Вт/м}^2/\text{К}$  (среднее значение по результатам предварительной настройки скважин Тевлинско-Русскинского месторождения).

Для настройки вертикального лифта следует зайти в меню «Correlation Comparison» в секции «VLP/IPR Matching». На вкладке «Correlation

Comparison» выполняется расчёт и построение градиента давления и температуры в скважине для данных на дату актуализации.

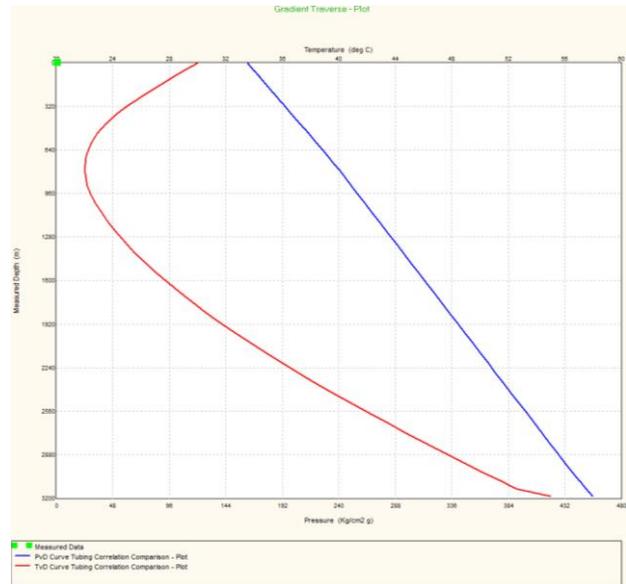


Рис. 7. График градиента давления  
 Fig. 7. Pressure gradient plot

На графике градиента давления (рис. 7) визуально оценивается форма кривой. В случае нефизичных перегибов и/или переломов линии следует проверить правильность внесения исходных данных. Для выполнения настройки индикаторной кривой следует зайти в меню «VLP/IPR» в секции «VLP/IPR Matching». На вкладке «VLP/IPR» выполняется расчёт для данных на дату актуализации с выбранной корреляцией Petroleum Experts 2.

По результатам расчёта оценивается, насколько расчётное значение по дебиту жидкости (пересечение кривых VLP и IPR) совпадает с фактическим (рис. 8).

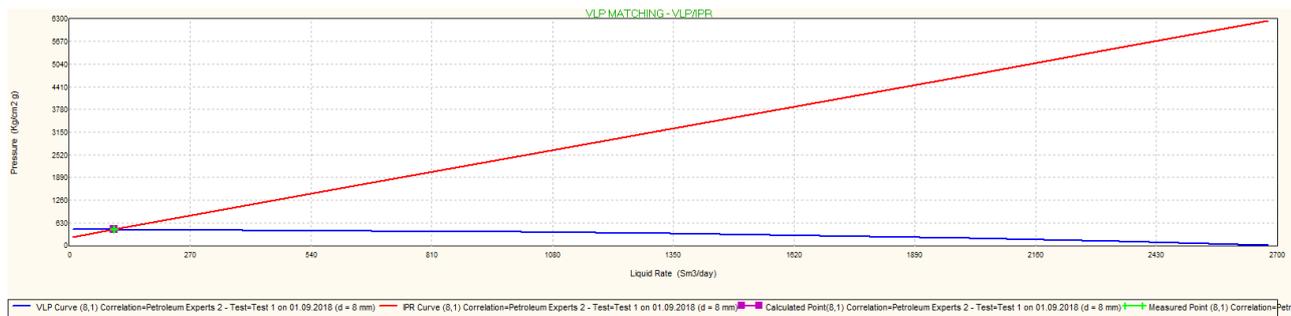


Рис. 8. Пересечение кривых VLP и IPR  
 Fig. 8. Intersection of VLP and IPR curves

При расхождении более 5 % подбирается коэффициент приёмистости скважины. Это может быть сделано вручную в секции «IPR» или автоматически с использованием функции «Adjust PI». Указанную функцию стоит использовать с осторожностью, так как в некоторых случаях рассчитанное значение PI может быть не найдено либо быть некорректным (при нестабильном (слабом) пересечении VLP/IPR). В случае, если подобранный PI значительно изменился по отношению к заданному (изменение более чем на 10 %), необходимо перепроверить пластовое давление. Возможно, оно изменилось от указанного в технологическом режиме с течением времени [7].

При совпадении расчётного и фактического дебитов в пределах 5 % настройка скважины заканчивается.

В секции «System» выполняется расчёт для данных на дату актуализации с использованием геометрического распределения в диапазоне объема закачки от 1 м<sup>3</sup>/сут до двух текущих дебитов с разделением на 20 шагов.

Если все предыдущие шаги выполнены корректно, то рассчитанные значения закачки (Liquid Rate) должны совпадать с фактическими в пределах 5 %. В противном случае необходимо искать ошибку при выполнении вышеперечисленных шагов.

При настройке и адаптации модели системы сбора и транспорта (ССиТ) выполняется расчёт со следующими граничными условиями: на устьях скважин – буферные давления, на дожимной насосной станции (ДНС) – давление на входе. Все остальные давления в системе рассчитываются с учётом параметров каждого трубопровода, расхода жидкости, штуцеров, которые были заданы в модели [8].

Настройка модели ССиТ заключается в адаптации параметров трубопроводов, штуцеров, чтобы расчётные значения давлений соответствовали замерным в каждой точке системы, где есть замер.

Одним из основных требований к настройке модели ССиТ является использование тех же значений входных параметров (дебиты жидкости, обводнённость, PVT-свойства флюидов), на которые настраивались модели скважин [9].

При настройке ССиТ основным адаптируемым параметром являлся поправочный коэффициент на трение (Friction Coefficient). Этот коэффициент отвечает за потери давления в системе за счёт местных сопротивлений: износ трубопроводов, стыки, переходы, врезки, задвижки, различные отложения и т. д.

Вероятными причинами отклонений фактического перепада давления от рассчитанного по корреляции являются [10–12]:

1) некорректные замеры давлений и/или расходов жидкости. На месторождении отсутствуют ма-

нометры в промежуточных точках ССиТ, замеры в постоянном режиме ведутся только на автоматической групповой замерной установке и ДНС. При настройке использовались замеры в промежуточных точках, выполненные в период адаптации модели. Использование фактических данных на разные временные срезы может привести к искажённой оценке перепадов давлений по трубопроводам и, следовательно, к снижению точности настройки модели ССиТ. При следующем обновлении модели рекомендуется выполнить замеры давлений на дату актуализации;

2) неучтённые в модели дополнительные сопротивления (не до конца открыта задвижка, коррозия, в трубопроводе присутствуют отложения механических примесей, солей, парафинов, скопления водяных пробок в локальных снижениях профиля и др.).

В дальнейшем при обновлении модели следует обратить особое внимание на эти участки, а также провести по ним поиск причин повышенных перепадов давлений [13].

При настройке модели системы поддержания пластового давления (ППД) граничными условиями являются: на устьях скважин – приемистость жидкости, на источниках водоснабжения – давления [14]. Распределение давления в системе рассчитывается с учетом параметров каждого трубопровода, расхода жидкости, штуцеров, которые были заданы в модели.

Настройка модели системы ППД заключается в адаптации параметров трубопроводов, штуцеров, чтобы расчётные значения давлений соответствовали замерным в каждой точке системы, где есть замер.

Одним из основных требований к настройке модели системы ППД является использование тех же значений входных параметров (расходы воды, свойства закачиваемой воды), на которые настраивались модели скважин.

При настройке системы ППД основным адаптируемым параметром являлся поправочный коэффициент на трение (Friction Coefficient). Этот коэффициент отвечает за потери давления в системе за счёт местных сопротивлений: износ трубопроводов, стыки, переходы, отводы, врезки, задвижки, различные отложения и т. д.

Вероятными причинами отклонений фактического перепада давления от рассчитанного по корреляции являются [15, 16]:

1) некорректные замеры давлений и/или расходов воды. На месторождении отсутствуют манометры в промежуточных точках системы ППД, замеры в постоянном режиме ведутся только на блоке гребенки и водозаборных скважинах. При следующем обновлении модели рекомендуется

выполнить замеры давлений на дату актуализации в промежуточных точках системы ППД для повышения точности настройки модели;

- 2) неучтённые в модели дополнительные сопротивления (не до конца открыта задвижка, коррозия, в трубопроводе присутствуют отложения механических примесей, солей и др.).

В дальнейшем при обновлении модели следует обратить особое внимание на эти участки, а также провести по ним поиск причин повышенных перепадов давлений [17].

При настройке модели ССiT на температуру граничными условиями является температура флюида на устье скважины. При настройке модели ППД на температуру граничными условиями является температура жидкости на ДНС (блок гребенки) [18]. Для этого используются следующие параметры: в трубопроводах – температура окружающей среды вокруг трубы, общий коэффициент теплопередачи, теплоемкостные свойства нефти, газа и воды, в скважинах (источниках) – температура флюида на устье скважины.

Температура окружающей среды вокруг трубопровода принимается на основании справочных данных по средней температуре грунта на глубине 1,6 м за летний/зимний период.

Общий коэффициент теплопередачи задается вручную либо рассчитывается автоматически. При расчете учитывается геология грунта, температура окружающей среды вокруг трубопровода, диаметр трубопровода, температура перекачиваемого флюида, среда эксплуатации трубопровода (вода, воздух, земля), материал изоляции, а также теплоемкостные свойства всех материалов и флюида [19, 20].

## Результаты

Вышеописанная методика по настройке моделей добывающих и нагнетательных скважин, ССiT и системы ППД позволяет определить оптимальные режимы эксплуатации для достижения максимальной производительности и эффективности добычи. По результатам адаптации моделей на фактические данные был достигнут необходимый уровень сходимости. Кроме того, корректный подход к созданию моделей дает возможность проводить оптимизационные расчеты для перераспределения объемов закачки воды/газа в нагнетательные скважины таким образом, чтобы увеличить коэффициент извлечения нефти и продлить срок рентабельной добычи.

Примером успешной практики применения оптимизационных расчетов на моделях скважин,

ССiT и системы ППД является работа по построению интегрированной модели пилотного участка Южно-Ягунского месторождения (ООО «Лукойл-Западная Сибирь»). В результате опытно-промышленных испытаний были получены рекомендации программного обеспечения по перераспределению объемов закачиваемой воды по части нагнетательных скважин месторождения (таблица), что позволило увеличить абсолютную добычу нефти за 5 лет на 3 % (относительно первоначальных расчетов).

**Таблица.** Перераспределение объемов закачки воды по кустовым площадкам пилотного участка Южно-Ягунского месторождения

**Table.** Redistribution of water injection volumes across the cluster sites of the pilot area of the Yuzhno-Yagunskoe field

Скважина, № Well no.	Объем закачки воды, м <sup>3</sup> /сут Water injection volume, m <sup>3</sup> /day	
	до/before	после/after
2011	135	144
2013	142	159
2014	210	225
2015	11	45
2016	25	58
2017	83	108
Итого/Total	606	739

## Заключение

Предложенная методика адаптирует компоненты интегрированной модели с точностью  $\pm 95\%$ , что позволяет с высокой точностью симулировать различные режимы работы месторождения для поиска оптимального. В результате анализа были выявлены критерии настройки, а также представлен минимальный необходимый набор параметров для качественной адаптации моделей.

Научная новизна работы заключается в формировании подхода к настройке и адаптации моделей добывающих и нагнетательных скважин, ССiT и системы ППД. В ходе проведенной работы был получен результат о том, что корректная настройка позволяет получить реальный эффект в виде дополнительной добычи нефти за счет перераспределения закачки и более интенсивного вытеснения коллекторных флюидов.

На основании проделанной работы можно сделать вывод о том, что использование интегрированной модели позволяет оптимально подходить к режиму разработки месторождения.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. Особенности разработки месторождений высоковязкой нефти в условиях низкого пластового давления / А.Н. Иванов, М.М. Велиев, Э.М. Велиев, Л.С. Кулешова, Е.А. Удалова // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 8. – С. 50–52.

3. Повышев К.И., Вершинин С.А., Берниковская О.С. Комплексная модель «Пласт–Скважина–Инфраструктура» и ее возможности // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2016. – № 2. – С. 48–53.
4. 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.
5. Яночкин С.В., Рычков А.Ф. Интегрированное моделирование. Опыт реализации пилотных проектов // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 12. – С. 29–30.
6. Проблемы расчетов промысловых систем сбора и транспорта добываемой продукции месторождений высоковязкой нефти / М.М. Велиев, А.Н. Иванов, А.Г. Ахмадеев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 10. – С. 108–111.
7. Интегрированное моделирование как инструмент, повышающий эффективность разработки многопластового нефтегазоконденсатного месторождения / Е.В. Богданов, И.Л. Чамеев, Д.А. Решетников, И.В. Первозкин, А.В. Ткачук, А.Н. Шорохов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 52–55.
8. 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». – М., 2018. – С. 664–673.
9. Bandilla K.W., Guo B., Celia M.A. Applicability of vertically integrated models for carbon storage modeling in structured heterogeneous domains // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 114. – P. 3312–3321.
10. Towards the development of an integrated modelling framework underpinned by mineralogy / S. Ntlhabane, M. Becker, E. Charikinya, M. Voight, R. Schouwstra, D. Bradshaw // Minerals Engineering. – 2018. – Vol. 116. – P. 123–131.
11. Создание и эксплуатация интегрированной модели, учитывающей особенности газоконденсатной залежи / В.Г. Зипир, А.Г. Менгалиев, А.Г. Рясный, М.Н. Курбатова, О.М. Рудая // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 10. – С. 159–168.
12. Liu C., Li Y., Xu M. An integrated detection and location model for leakages in liquid pipelines // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 175. – P. 852–867.
13. An integrated model for asphaltene deposition in wellbores/pipelines above bubble pressures / Q. Guan, A. Goharzadeh, J. 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.
14. An integrated simulation model for analysing electricity and gas systems / B.C. Erdener, K.A. Pambour, R.B. Lavin, B. Dengiz // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2014. – Vol. 61. – P. 410–420.
15. Integrated field operation and optimization / S.D. Rahmawati, C. Whitson, B. Foss, A. Kuntadi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – Vol. 81. – P. 161–170.
16. Margaret A.W. Modelling and forecasting the supply of oil and gas: a survey of existing approaches // Journal of Resources and Energy. – 1992. – Vol. 14. – P. 287–309.
17. Aydin G. Production modeling in the oil and natural gas industry: an application of trend analysis // Journal of Petroleum Science and Technology. – 2014. – Vol. 32. – P. 555–564.
18. Технология бинарных смесей как современный комплексный метод увеличения нефтеотдачи для разработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Западной Сибири / Р.Н. Коротков, А.А. Коновалов, Д.М. Овчаренко, В.И. Ерофеев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 9. – С. 146–153. DOI: 10.18799/24131830/2023/9/4176
19. Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М., Ерофеев В.И. Настройка модели пласта методом материального баланса в программном обеспечении petroleum experts MBAL. Настройка интегрированной модели в GAP // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 2. – С. 133–140. DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4434.
20. Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М., Ерофеев В.И. Использование программного обеспечения Petroleum Experts Prosper для получения дополнительной добычи нефти путем анализа режима работы скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 3. – С. 31–39. DOI: 10.18799/24131830/2024/3/4457.

### Информация об авторах

**Роман Николаевич Коротков**, аспирант отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. klimatqwf@gmail.com; <http://orcid.org/0009-0000-5118-9198>

**Диана Маратовна Овчаренко**, магистрант отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. dmo4@tpu.ru; <http://orcid.org/0009-0009-5799-2972>

**Владимир Иванович Ерофеев**, доктор технических наук, профессор отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. erofeevvi@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0001-5153-887X>

Поступила в редакцию: 26.02.2024

Поступила после рецензирования: 14.03.2024

Принята к публикации: 26.04.2024

## REFERENCES

1. Filippov E.V., Chumakov G.N., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. Application of integrated modeling in the oil and gas industry. *Nedropolzovanie*, 2020, vol. 20, no. 4, pp. 386–400. (In Russ.)
2. Ivanov A.N., Veliev M.M., Veliev E.M., Kuleshova L.S., Udalova E.A. Features of the development of high-viscosity oil fields under conditions of low reservoir pressure. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2021, no. 8, pp. 50–52. (In Russ.)
3. Povyshev K.I., Vershinin S.A., Bernikovskaya O.S. Integrated model "reservoir–well–infrastructure" and its capabilities. *PRONEFT. Professionalno o nefii*, 2016, no. 2, pp. 48–53. (In Russ.)
4. Apasov R.T., Chameev I.L., Varavva A.I., Vernikovskaya O.S., Ilyasov A.R., Virt V.I. Integrated modeling as a tool for improving the quality of design solutions for the development of oil rims of multilayer oil and gas condensate fields. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2018, no. 12, pp. 46–49. (In Russ.)
5. Yanochkin S.V., Rychkov A.F. Integrated modeling. Experience in implementing pilot projects. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2018, no. 12, pp. 29–30. (In Russ.)
6. Veliev M.M., Ivanov A.N., Akhmadeev A.G. Problems of calculations of field systems for collecting and transporting produced products from high-viscosity oil fields. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2021, no. 10, pp. 108–111. (In Russ.)
7. Bogdanov E.V., Chameev I.L., Reshetnikov D.A., Perevozkin I.V., Tkachuk A.V., Shorokhov A.N. Integrated modeling as a tool that increases the efficiency of the development of a multilayer oil and gas condensate field. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2019, no. 12, pp. 52–55. (In Russ.)
8. Rychkov A.F., Kadykov I.A. Building integrated models of fields with highly productive wells under conditions of low reservoir pressure drawdowns on the example of the Pamyatno-Sasovskoye field. *Proc. of the VII Conference of Young Scientists and Specialists of the Head Office of OOO LUKOIL-Engineering*. Moscow, 2018, pp. 664–673. (In Russ.)
9. Bandilla K.W., Guo B., Celia M.A. Applicability of vertically integrated models for carbon storage modeling in structured heterogeneous domains. *Energy Procedia*, 2017, no. 114, pp. 3312–3321.
10. Ntlhabane S., Becker M., Charikinya E., Voight M., Schouwstra R., Bradshaw D. Towards the development of an integrated modelling framework underpinned by mineralogy. *Minerals Engineering*, 2018, no. 116, pp. 123–131.
11. Zipir V.G., Mengaliev A.G., Ryasny A.G., Kurbatova M.N., Rudaya O.M. Creation and exploration of the integrated model, taking into account the features of the gas condensate deposit. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 10, pp. 159–168. (In Russ.)
12. Liu C., Li Y., Xu M. An integrated detection and location model for leakages in liquid pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, no. 175, pp. 852–867.
13. Guan Q., Goharzadeh A., Chai J., 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 pressures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, no. 169, pp. 353–373.
14. Erdener B.C., Pambour K.A., Lavin R.B., Dengiz B. An integrated simulation model for analysing electricity and gas systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2014, no. 61, pp. 410–420.
15. Rahmawati S.D., Whitson C., Foss B., Kuntadi A. Integrated field operation and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, no. 81, pp. 161–170.
16. Margaret A.W. Modelling and forecasting the supply of oil and gas: a survey of existing approaches. *Journal of Resources and Energy*, 1992, vol. 14, pp. 287–309.
17. Aydin G. Production modeling in the oil and natural gas industry: an application of trend analysis. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 2014, no. 32, pp. 555–564.
18. Korotkov R.N., Kononov D.M., Ovcharenko D.M., Erofeev V.I. Binary mixture technology as a modern complex method of increasing oil recovery for the development of hard-to-recover reserves in the fields of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 9, pp. 146–153. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/9/4176.
19. Korotkov R.N., Ovcharenko D.M., Erofeev V.I. Adjustment of a reservoir model by the material balance method in the petroleum experts MBAL program. Setting up the integrated model in GAP. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 2, pp. 133–140. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4434.
20. Korotkov R.N., Ovcharenko D.M., Erofeev V.I. Use of Petroleum Experts Prosper software to obtain additional oil production by analysis of well operation mode. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 3, pp. 31–39. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2024/3/4457.

## Information about the authors

**Roman N. Korotkov**, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. klimatqwf@gmail.com; <http://orcid.org/0009-0000-5118-9198>

**Diana M. Ovcharenko**, Master Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. dmo4@tpu.ru; <http://orcid.org/0009-0009-5799-2972>

**Vladimir I. Erofeev**, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. erofeevvi@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0001-5153-887X>

Received: 26.02.2024

Revised: 14.03.2024

Accepted: 26.04.2024