

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.120-130>

EDN YRUQFZ

УДК 622.276.43

## **Оптимизация поверхностного обустройства системы поддержания пластового давления на основе модели поверхностных сетей**

*<sup>1,2</sup>Кирейцев М.С., <sup>1,2</sup>Хисанов Р.М.*

*<sup>1</sup>ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», Альметьевск,  
Россия*

*<sup>2</sup>Центр моделирования ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия*

## **Optimizing water injection system facilities based on the digital model**

*<sup>1,2</sup>M.S. Kireytsev, <sup>1,2</sup>R.M. Khisanov*

*<sup>1</sup>Almetyevsk State Petroleum Institute, Almetyevsk, Russia*

*<sup>2</sup>Simulation Center – PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia*

**Email: kireycevMS@tatneft.ru**

**Аннотация.** В статье рассматривается опыт компании ПАО «Татнефть» по выявлению трубопроводов и их участков в системе поддержания пластового давления (далее ППД) с высокими гидродинамическими сопротивлениями на цифровой модели сети поверхностного обустройства.

На Бондюжском нефтяном месторождении запланировано проектное уплотняющее бурение. Так, как система ППД всего объекта является замкнутой (т.е. отсутствует возможность переброски попутно добываемой воды на соседние месторождения Компании) то, для определения пропускной способности текущей системы водоводов было принято решение о создании цифровой модели наземного обустройства ППД. При построении модели учитывалась реальная геометрия трубопроводов и фактические характеристики по каждому водоводу. Полученное на модели поле распределения рассчитанных устьевых давлений по скважинам ППД показало, что общий тренд оказался завышен относительно реальных замеров. В связи с этим была проведена работа по адаптации модели наземного обустройства системы ППД, в рамках которой проведён анализ чув-

ствительности модели на имеющиеся средства адаптации, включающие: диаметры штуцеров, использование различных типов корреляций расчёта, изменение шероховатости трубопровода, использование коэффициентов коррекции гидростатики и трения, изменение внутреннего диаметра трубопровода. Адаптация водоводов осуществлялась по направлению движению жидкости от источника к стоку. Полученные по результатам моделирования коэффициенты изменения диаметров водоводов были проанализированы. В результате у 29 % от общего числа выявленных водоводов и их участков с высокими гидравлическими сопротивлениями было найдено техническое объяснение полученным показателям. По оставшимся водоводам подготовлены рекомендации о проведении необходимых мероприятий для их реализации по мере выхода новых скважин из бурения и увеличения прокачиваемой жидкости по данным водоводам.

**Ключевые слова:** *поверхностная сеть, трубопроводы, водовод, устьевое давление, приёмистость, закачка, адаптация, диаметр*

**Для цитирования:** Кирейцев М.С., Хисанов Р.М. Оптимизация поверхностного обустройства системы ППД на основе модели поверхностных сетей // Нефтяная провинция.-2023.-№3(35).-С. 120-130. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.120-130>. - EDN YRUQFZ

**Abstract.** The paper discusses TATNEFT's experience in identifying pipelines and their sections within a water-injection system that have high hydraulic resistance based on surface facilities digital model.

Infill drilling is planned for the Bondyuzhsky oil field. Since the water injection system is closed (i.e., it is impossible to transfer produced water to TATNEFT's adjacent fields), a digital model of water-injection surface facilities was decided to be built to determine the existing water system capacity. When building the model, actual pipeline geometry and actual characteristics of all water lines were taken into consideration. Profile of calculated wellhead pressures for water-injection wells, obtained from the model, testified that the values were overestimated compared to the actual measurements. In this context, the model was history-matched, including model sensitivity analysis by changing various parameters, specifically, choke size, pipe roughness, pipe ID, and using various types of calculation correlations, and hydrostatics and friction correction factors. Water lines matching was performed according to liquid flowing from the source to the sink. The obtained coefficients of water line diameter changing were analyzed. The results showed that in 29% of water lines, high hydraulic resistance was attributed to some technical issues. Several recommendations have been provided for the rest of the water lines on carrying out certain measures as new wells are put on stream and the amount of liquid pumped over these water lines, increases.

**Key words:** *surface network, pipelines, water line, wellhead pressure, injectivity, injection, history matching, diameter*

**For citation:** M.S. Kireytssev, R.M. Khisanov Optimizatsiya poverkhnostnogo obustroystva sistemy pod-zhzhaniya plastovogo davleniya na osnove modeli poverkhnostnykh setey [Optimizing water injection system

facilities based on the digital model]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(35), 2023. pp. 120-130. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.120-130>. EDN YRUQFZ (in Russian)

Бондюжское нефтяное месторождение разрабатывается с 1958 года. Третья часть объекта находится на затопленной водой территории, что осложняет процесс эксплуатации и добавляет технические и природоохранные ограничения. Дополнительным осложнением выступает невозможность переброски попутно добываемой воды на соседние активы Компании, таким образом система поддержания пластового давления (далее ППД) является замкнутой в рамках данного месторождения.

В виду большого фонда проектного бурения добывающих скважин (бурение 75 добывающих скважин), возникла необходимость учёта компенсации добываемой жидкости. Для этого помимо существующего фонда ППД дополнительно будет пробурено 29 нагнетательных скважин. Для учёта пропускной способности существующей системы ППД и выявления участков для реконструкции, было решено использовать цифровую модель наземного обустройства.

Для её создания было выбрано отечественное программное обеспечение tНавигатор компании Рок Флоу Динамикс.

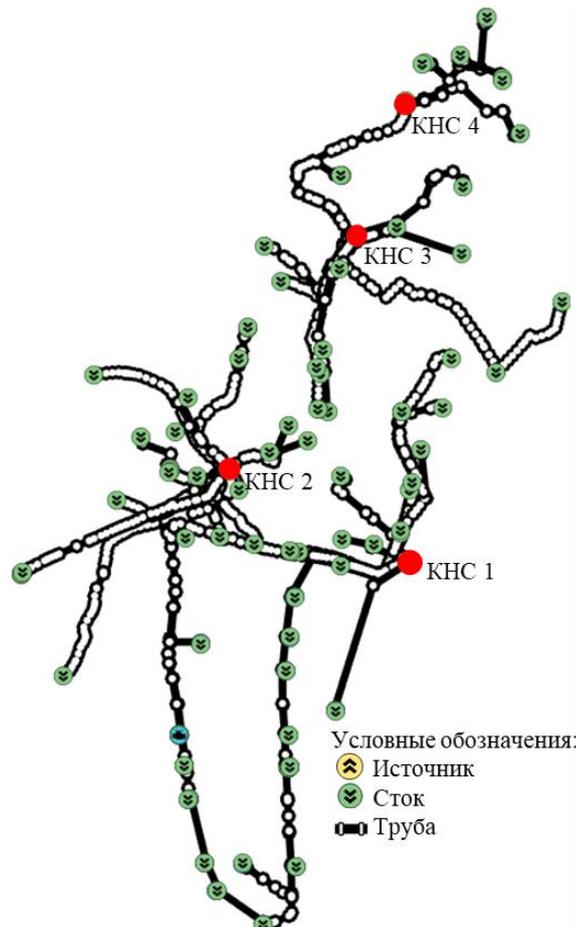
## **1. Создание системы трубопроводов**

Для создания структуры поверхностного обустройства Бондюжского месторождения использовались фактические координаты размещения объектов (кустовые насосные станции (далее КНС), скважины, трубопроводы). Каждому объекту, узлу и сегменту трубопровода заданы индивидуальные высотные отметки в соответствии с информацией маркшейдеров. Общий исторический фонд составляет 172 нагнетательные скважины.

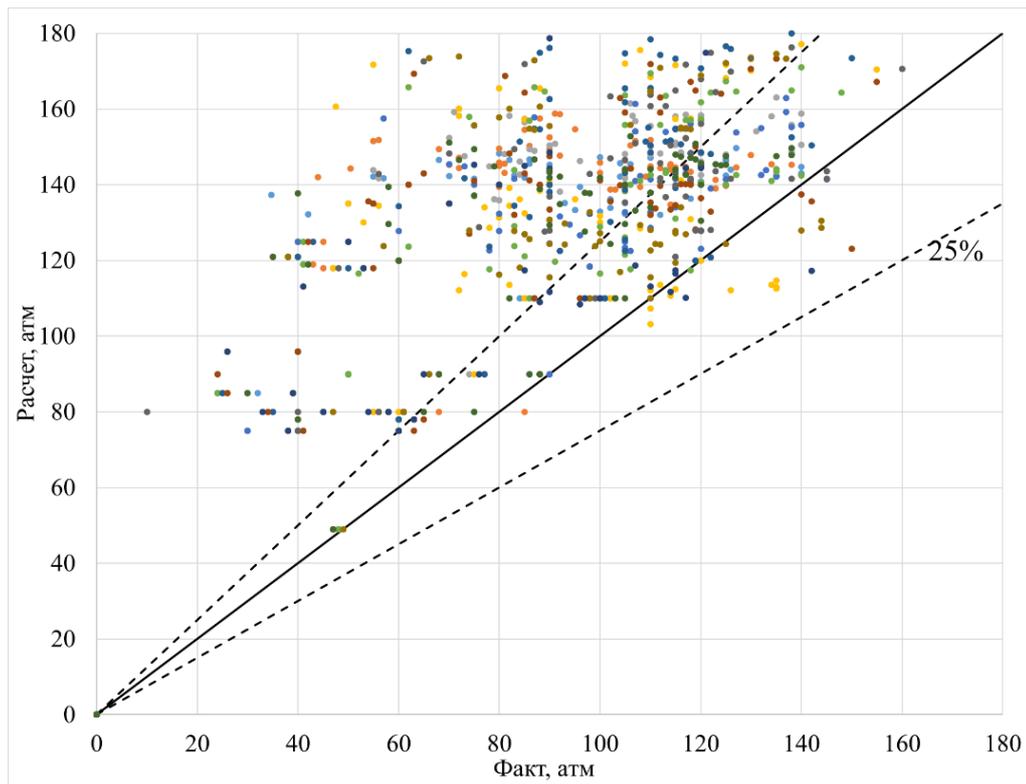
Для упрощения создания конструктивно сложных объектов таких, как кустовые насосные станции (далее КНС) в модели использовался единый

объект с заданными характеристиками по давлению на выходе. На нагнетательных скважинах в модели выделены дополнительные объекты – штуцер с указанием фактически установленного диаметра, задан расход жидкости и замеры устьевого давления. Учтены природоохранные особенности объекта, а именно, участок поверхностной сети с низкими давлениями по трубопроводам и установленными в системе нагнетания шурфовыми насосными агрегатами на скважинах для осуществления закачки на участке (Рис. 1).

Использовались характеристики и показатели за последние 12 месяцев, для учёта динамики распределения закачки и поля давления во времени по системе трубопроводов. Результаты предварительных расчётов за период представлены на рис. 2.



*Рис. 1. Схема наземного обустройства системы ППД Бондюжского месторождения*

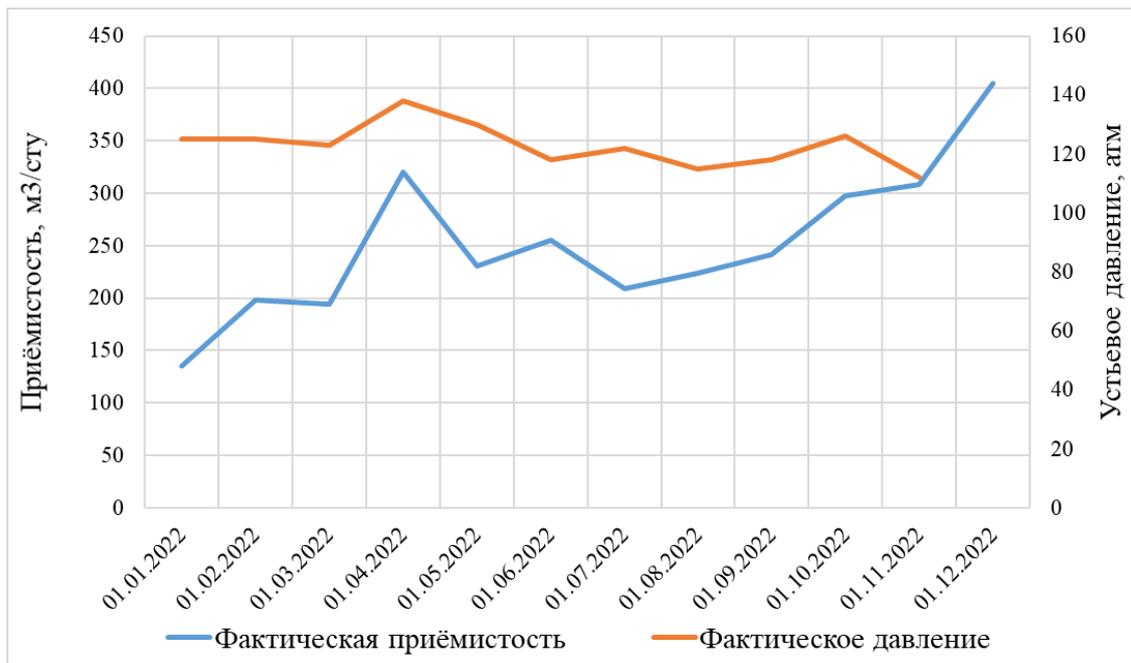


**Рис. 2. Сравнение фактических и расчётных устьевых давлений скважин системы ППД до проведения адаптации**

Полученные результаты первого приближения показывают общее смещение поля давления по устьям скважин в большую сторону. Из графиков можно сделать вывод о наличии дополнительных гидравлических сопротивлений по трубопроводам на различных участках сети.

## **2. Адаптация системы трубопроводов**

Для приближения полученных на модели результатов и фактических данных по распределению гидравлических сопротивлений в наземной сети потребовалось выполнить адаптацию. Под адаптацией поверхностных сетей осуществлялась стоит понимать достижение сходимости расчётных и фактических устьевых давлений по скважинам. В виду широкого разброса значений по давлению, адаптация устьевых давлений проводилась на средние значения и тренды за указанный период. Пример динамики исторической приёмистости и замеров устьевого давления по скважине 1 представлен на рис. 3.



**Рис. 3. Пример диапазона устьевого давления и приёмистости по скважине**

В процессе адаптации проведен анализ чувствительности имеющихся инструментов моделирования гидравлических сопротивлений:

1. Использование штуцера. В работе использовались фактически установленные на скважинах штуцера с их номинальным диаметром.

2. Использование различных типов корреляции трубопроводов. Проведя тестовые расчёты всех типов корреляций, существенного влияния на результаты расчёта выявлено не было. В результате принято решение использовать стандартную корреляцию Beggs-Brill.

3. Шероховатость трубопровода. Принимая во внимание высокую минерализацию (более 140 г/л) воды в системе ППД и как следствие наличие солеотложений на водоводах (несмотря на полимерное исполнение внутреннего покрытия по части из них), а также длительность их использования, было решено уйти от стандартных коэффициентов шероховатости в сторону их незначительного увеличения.

Стоит отметить, что исторически система наземного обустройства рассчитана на большие объёмы (за исключением современных насосных

установок на КНС), что минимизирует степень влияния шероховатости внутреннего покрытия трубопроводов на гидравлические сопротивления.

4. Коэффициенты коррекции гидростатики и трения. Данные коэффициенты являются безразмерными множителями в уравнении общих потерь давления симулятора (1):

$$\Delta P_{\text{общ}} = \alpha \Delta P_{\text{H}} + \beta \Delta P_{\text{f}} + \Delta P_{\text{a}}, \quad (1)$$

где  $\Delta P_{\text{общ}}$  – общие потери давления, атм;

$\Delta P_{\text{a}}$  – перепад давления, вызванный ускорением потока смеси, атм;

$\alpha$  – коэффициент коррекции гидростатического градиента давления  $\Delta P_{\text{H}}$ ;

$\beta$  – коэффициент коррекции градиента давления, вызванного трением  $\Delta P_{\text{f}}$ .

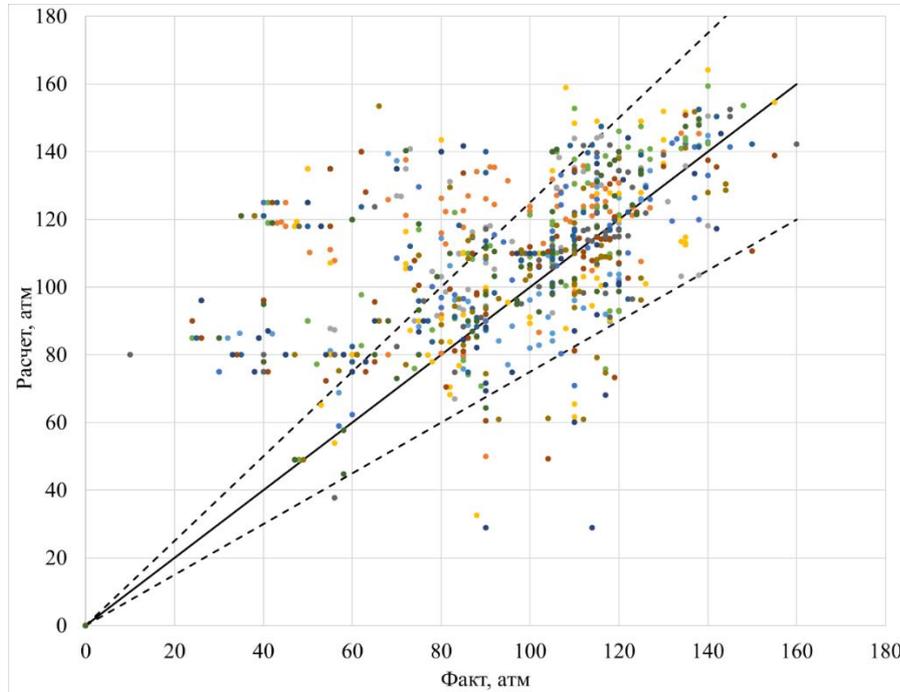
Данные коэффициенты оказывают значительное влияние на результаты расчёта, но обладают низкой информативностью получаемых результатов, поэтому было принято при адаптации отказаться от их использования приравняв к единице.

5. Изменение внутреннего диаметра трубопровода. Данная характеристика трубопровода естественно оказала существенное влияние на результаты расчёта.

Таким образом через изменение внутреннего сечения трубопровода было принято моделировать эффективный диаметр трубы с заданием собственного коэффициента шероховатости.

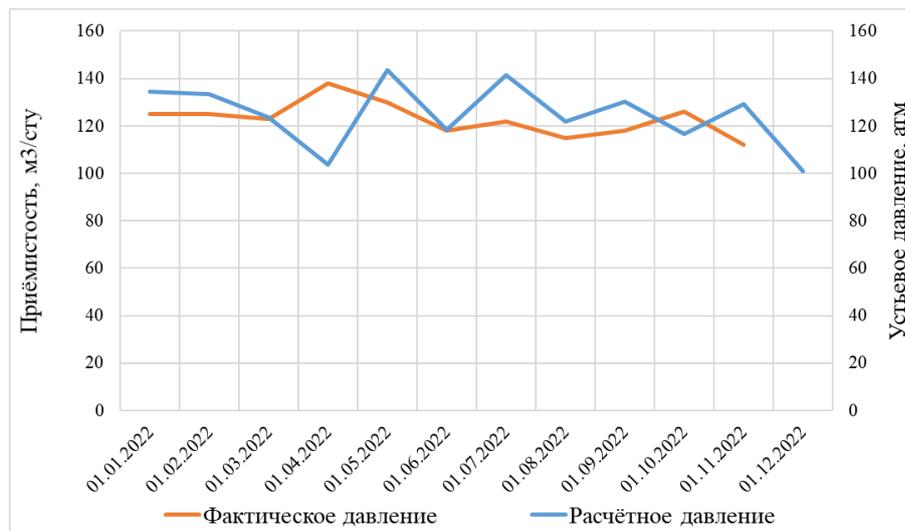
Адаптация характеристик элементов сети осуществлялась по направлению движения жидкости в ветви трубопроводов. За ветвь принимается участок сети от КНС к скважине. Порядок адаптации внутри каждой ветви осуществлялся от участка с меньшими невязками устьевых давлений к участку с большими, что позволило с каждой дополнительной адаптированной скважиной добиваться большей локализации проблемных мест сети.

При адаптации, также использовалась информация по проведённым ремонтам и заменам на участке трубопровода, состояние текущей арматуры на участке, эффективность проведённых мероприятий по удалению солеотложений, результаты адаптации за период представлены на рис. 4.



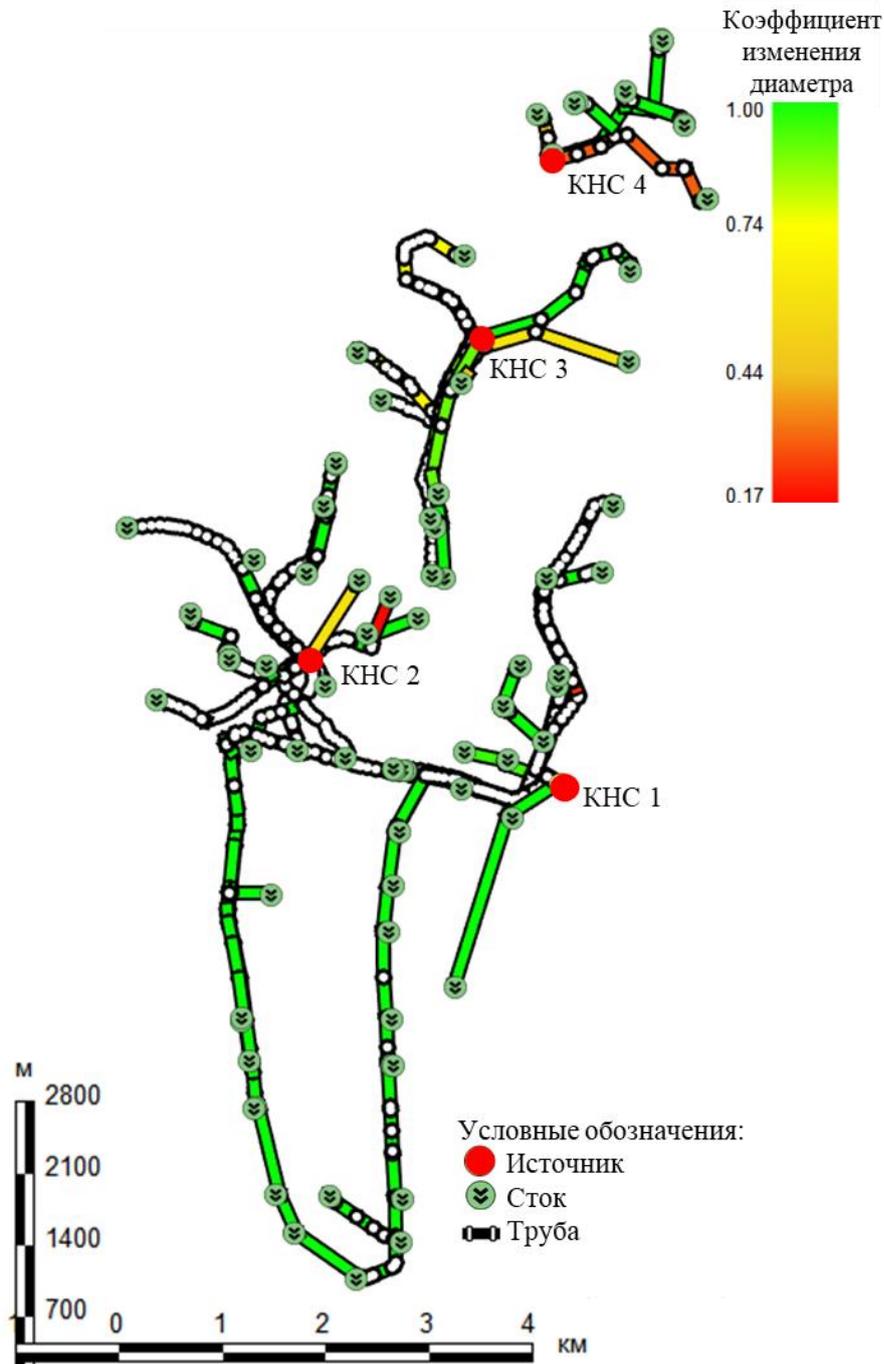
**Рис. 4. Сравнение фактических и расчётных устьевых давлений скважин системы ППД после адаптации**

Наличие разброса давлений на рис. 4 обусловлено ранее принятым решением проводить адаптацию по трендам давления (Рис. 5).



**Рис. 5. Пример сходимости расчётного и фактического устьевых давлений по скважине 1**

По результатам адаптации получена карта распределения давлений по водоводам (Рис. 6).



*Рис. 6. Карта распределения давления по водоводам*

На основании адаптированной модели подготовлена сводная таблица с наименованиями водоводов с наибольшими коэффициентами изменения диаметров. Примеры изменения диаметров трубопроводов представлены в табл. 1.

Таблица 1

**Примеры изменения диаметров трубопроводов**

№ п.п.	Название трубы/ участка	Внутренний диаметр	Внутренний диаметр	Коэффициент изменения диаметра (d после адаптации/d изначальный)
		(изначальный), м	(после адаптации), м	
1	Водовод 1	0,065	0.012	0.18
2	Водовод 2	0,092	0.017	0.19
3	Водовод 3	0,2	0.04	0.2
4	Водовод 4	0,2	0.04	0.2
5	Водовод 5	0,065	0.049	0.75
6	Водовод 6	0,096	0.077	0.8
7	Водовод 7	0,086	0.069	0.8

По результатам анализа выявленных на модели поверхностного обустройства водоводов и их участков с повышенными гидравлическими сопротивлениями из 59 водоводов исключено 17 по причине использования секущей арматуры в качестве штуцера, что объясняет наличие гидравлических сопротивлений данных участках. По оставшимся водоводам подготовлены рекомендации о необходимости проведения ревизии, установленной на участках секущей арматуры и скважинных штуцеров с дальнейшей реконструкцией участков по мере выхода новых скважин из бурения и увеличения прокачиваемой жидкости по данным водоводам.

**Список литературы**

1. Агупов М.А., Рычков А.Ф., Ноздренков А.В., Бутакова Н.А. Опыт построения и применения интегрированных моделей [Электронный ресурс] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 11. – С. 163-169.
2. Апасов Р.Т., Чамеев И.Л., Варавва А.И. Интегрированное моделирование – инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №12. – С. 46–49.
3. Xiang Wang, Qihong Feng, Ronald D. Haynes. Optimization of Well Placement and Production for Large-scale Mature Oil Fields [Электронный ресурс] // Engineering Science and Technology Review. – 2015. – С. 134–140.

4. Запир В.Г., Менгалиев А.Г., Рясных А.Г., Курбатова М.Н., Рудая О.М. Создание и эксплуатация интегрированной модели учитывающей особенности газоконденсатной залежи // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – С. 159–168.

### References

1. Agupov M.A., Rychkov A.F., Nozdrenkov A.V., Butakova N.A. Opyt postroeniya i primeniya integrirovannykh modelej [Experience in building and using integrated models]. *Neftyanoe Khozyaistvo* [Oil Industry]. 2019, No. 11, pp. 163-169 (in Russian)
2. Apasov R.T., Chameev I.L., Varavva A.I. Integrated modeling: a tool to improve quality of design solutions in development of oil rims of multi-zone oil-gas-condensate fields. *Neftyanoe Khozyaistvo* [Oil Industry]. 2018, No. 12, pp. 46-49 (in Russian)
3. Xiang Wang, Qihong Feng, Ronald D. Haynes. Optimization of Well Placement and Production for Large-scale Mature Oil Fields. *Engineering Science and Technology Review*. 2015, pp. 134–140 (in English)
4. Zapir V.G., Mengaliev A.G., Ryasnykh A.G., Kurbatova M.N., Rudaya O.M. Creation and exploitation of the integrated model, taking into account the features of the gas condensate deposit. *Izvestiya Tomskogo Politehnicheskogo Universiteta. Inzhiniring georesursov* [Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo-resources Engineering]. 2022, pp. 159–168 (in Russian)

### Сведения об авторах

*Кирейцев Максим Сергеевич*, заведующий сектором гидродинамического моделирования отдела внешних проектов Центра моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина  
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, 88  
E-mail: kireycevms@tatneft.ru

*Хисанов Ринат Мирзаганович*, начальник отдела внешних проектов Центра моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина  
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, 88  
E-mail: khisanovrm@tatneft.ru

### Authors

*M.S. Kireitsev*, Head of Flow Simulation Sector, Center of Technological Development, PJSC TATNEFT  
88, Telman Str., Almetyevsk, 423462, Russian Federation  
E-mail: kireycevms@tatneft.ru

*R.M. Khisanov*, Head of Foreign Projects Department, Center of Technological Development, PJSC TATNEFT  
88, Telman Str., Almetyevsk, 423462, Russian Federation  
E-mail: khisanovrm@tatneft.ru

*Статья поступила в редакцию 19.06.2023  
Принята к публикации 22.09.2023  
Опубликована 30.09.2023*