

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 4. С. 57-65. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 4. P. 57-65. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.279.23

DOI: 10.17122/ngdelo-2023-4-57-65

МЕТОДИКА СОЗДАНИЯ И АДАПТАЦИИ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ТУРОНСКИХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПРИ ИХ РАЗРАБОТКЕ

Роман Ильгизович Шарипов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия, R_Sharipov@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Текущие высокие темпы изучения и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов природного газа, приуроченных к туронским отложениям, требуют повышения уровня цифровизации освоения, в том числе развитие средств обеспечения комплексного интегрированного проектирования и прогнозирования процессов разработки. В статье описана разработанная методика по созданию и адаптации термогидродинамических моделей разработки туронских газовых залежей на основе гидродинамических моделей изотермической фильтрации для прогнозирования термобарических условий углеводородного сырья при их разработке. К основным преимуществам термогидродинамической модели можно отнести способность решать с помощью нее прикладные и практические задачи по проектированию разработки и мониторингу ее реализации. В частности можно проводить оценку влияния процесса гидратообразования на изменение продуктивности добывающих скважин, разрабатывать предложения по оптимизации применяемой методики газодинамических исследований и интерпретации данных с учетом риска выпадения гидратов на недопустимых режимах работы, обосновывать предельные и максимальные депрессии в течение всего периода разработки для действующих и проектных скважин для контроля термобарических условий гидратообразования и предотвращения процесса образования гидратов в системе заканчиваний скважин. С учетом остроты вопроса по импортозамещению, разработанная методика реализована и апробирована с применением отечественного гидродинамического симулятора tНавигатор. Описан этап анализа исходных данных (данные по флюиду, данные по исследованиям керна, геолого-промысловые данные по скважинам), приведены основные понятия термогидродинамического моделирования разработки (теплопроводность, закон Фурье, энтальпия, внутренняя энергия, энтропия, эффект Джоуля – Томсона), описан этап интеграции термической опции в модель изотермической фильтрации, представлены подходы к адаптации термогидродинамической модели на фактические геолого-промысловые данные, проведена оценка и анализ полученных результатов.

Ключевые слова

туронские газовые залежи;
термогидродинамическая модель;
термобарические условия;
прогнозирование
гидратообразования

Для цитирования

Шарипов Р.И. Методика создания и адаптации термогидродинамических моделей разработки Туронских газовых залежей на основе гидродинамических моделей изотермической фильтрации для прогнозирования термобарических условий углеводородного сырья при их разработке // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 4. С. 57-65. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-4-57-65>.

Original article

METHOD OF CREATION AND ADAPTATION THERMOHYDRODYNAMIC MODELS OF DEVELOPMENT TURONIAN GAS DEPOSITS BASED ON HYDRODYNAMIC MODELS OF ISOTHERMAL FILTRATION FOR PREDICTION THERMOBARIC CONDITIONS OF HYDROCARBON RAW MATERIALS DURING THEIR DEVELOPMENT

Roman I. Sharipov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russia, R_Sharipov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The current high rates of exploration and involvement in the development of hard-to-recover natural gas reserves associated with the Turonian deposits require an increase in the level of digitalization of development, including the development of means to ensure integrated integrated design and forecasting of development processes. The article describes the developed methodology for the creation and adaptation of thermohydrodynamic models for the development of Turonian gas deposits based on hydrodynamic models of isothermal filtration to predict the thermobaric conditions of hydrocarbon raw materials during their development. The main advantages of the thermohydrodynamic model include the ability to use it to solve applied and practical tasks for the design of development and monitoring of its implementation. In particular, it is possible to assess the impact of the hydrate formation process on changes in the productivity of producing wells, develop proposals for optimizing the applied methods of gas-dynamic studies and interpreting data taking into account the risk of hydrate precipitation in unacceptable operating modes, justify the maximum and maximum depressions during the entire development period for existing and project wells to control the thermobaric conditions of hydrate formation and prevent the formation of hydrates in well completion system. Taking into account the urgency of the issue of import substitution, the developed methodology was implemented and tested using the domestic tNavigator hydrodynamic simulator. The stage of analysis of initial data (fluid data, core research data, geological and field data on wells) is described, the basic concepts of thermohydrodynamic modeling of development (thermal conductivity, Fourier law, enthalpy, internal energy, entropy, Joule-Thomson effect) are given, the stage of integration of the thermal option into the isothermal filtration model is described, approaches are presented to adapt the thermohydrodynamic model to the actual geological and field data, the evaluation and analysis of the results obtained were carried out.

Keywords

turonian gas deposits;
thermohydrodynamic model;
thermobaric conditions;
prediction of hydrate formation

For citation

Sharipov R.I. Metodika sozdaniya i adaptacii termogidrodinamicheskikh modelej razrabotki Turonskih gazovyh zalezhej na osnove gidrodinamicheskikh modelej izotermicheskoy fil'tracii dlya prognozirovaniya termobaricheskikh uslovij uglevodorodnogo syr'ya pri ih razrabotke [Method of creation and adaptation thermohydrodynamic models of development turonian gas deposits based on hydrodynamic models of isothermal filtration for prediction thermobaric conditions of hydrocarbon raw materials during their development] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 4. pp. 57-65. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-4-57-65>.

Введение

Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов природного газа, приуроченных к туронским отложениям, требует повышение уровня цифровизации освоения, включающее в себя прогнозирование термобарических условий углеводородного сырья и процессов разработки, для точности прогнозирования

продуктивных характеристик и технологического режима работы скважин, энергетического потенциала залежей с целью обеспечения их положительной технико-экономической эффективности освоения. Первые результаты освоения туронских залежей получены в ходе проведения опытно-промышленной разработки двухзбойной скважиной [1].

Дальнейший опыт разработки выявил необходимость ее совершенствования и повышения эффективности в т.ч. за счет применения первичных жидкостей вскрытия пласта на углеводородной основе и проведения многостадийного ГРП, а также скважин восходящей конструкции [2–4]. Учитывая низкие коллекторские свойства, для достижения положительных экономических показателей монетизации туронского газа, необходима максимизация дебитов газовых скважин, что сопряжено с необходимостью максимизации прилагаемой величины депрессии, при этом обеспечивая эффективную эксплуатацию скважин с точки зрения образования гидратов в газоносном интервале и в интервалах расположения систем заканчивания скважин [5]. В газовых скважинах гидратообразование как процесс формирования кристаллических соединений, образующихся при взаимодействии газа и воды в условиях высокого давления и низкой температуры, может привести к резкому снижению продуктивных характеристик скважин, а в некоторых случаях может вызвать полную остановку скважин [6]. С учетом остроты вопроса по импортозамещению, разработанная методика создания и адаптации термогидродинамических моделей разработки туронских газовых залежей, реализована и апробирована с применением отечественного гидродинамического симулятора tНавигатор [7].

Анализ исходных данных

В общем случае первым этапом создания термогидродинамической модели разработки туронских газовых залежей на основе гидродинамических моделей изотермической фильтрации является анализ состава и достаточности исходных данных. В рамках анализа исходных данных рассматриваются данные по флюиду, данные по исследованиям керна, геолого-промысловые данные по скважинам.

Как правило, данные по флюиду представлены составом углеводородной смеси. Типичный состав углеводородной смеси сухого газа туронской залежи характеризуется

преимущественно метановым содержанием, таблица 1.

Стоит отметить, что для возможности использования термической опции необходимо, чтобы модель флюида была композиционной. Компоненты пластового флюида были заданы в PVT модуле. Для каждой компоненты были прописаны молярные % концентрации. Остальные параметры, такие как критическая температура, критическое давление, молярная масса, удельные теплоемкости компонент и др. были заданы из внутренней библиотеки компонентов. Для адаптации PVT-модели на вязкость было добавлено ключевое слово GASVISCT, в параметрах которого заключалась зависимость вязкости каждой компоненты от температуры. Для адаптации объемного коэффициента и вязкости газа использовались ключевые слова ZFACTOR и ZFACT1. Данные коэффициенты фигурируют в том числе при расчете молярной и массовой плотности газа.

Имеющиеся данные по кернам исследований не содержали исследований на определение теплопроводности и теплоемкости горных пород. Теплофизические параметры горных пород и флюидов приняты согласно справочным усредненным данным (таблица 2).

Анализ чувствительности, проведенный на синтетическом секторе, показал, что изменение теплоемкости и теплопроводности в два раза в сторону как увеличения, так и уменьшения, не влияют на термобарические условия газа в процессе разработки. Очевидно, что данное обстоятельство напрямую связано с отсутствием теплового агента в пласте в процессе разработки, температура которого превышает температуру пластового флюида на десятки градусов, что не имеет отношения к решаемой задаче по прогнозированию термобарических условий газа в процессе разработки туронской залежи на истощение.

Технологические показатели по добыче и проведенным газодинамическим исследованиям интегрированы в термогидродинамическую модель в полном объеме. Данные замеров с применением оптоволоконных систем и внутрискважинных датчиков [8, 9] позволяют

Таблица 1. Типичный состав углеводородной смеси сухого газа туронской залежи

Table 1. Typical composition of the hydrocarbon mixture of dry gas of the Turonian deposit

Состав газа, % моль / г/м ³										
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C ₅ +B	CO ₂	N ₂	He	H ₂	Ar
98,175	0,365	0,018	0,001	0,002	0,018	0,499	0,904	0,006	0,000	0,011

Таблица 2. Теплофизические параметры горных пород и флюидов

Table 2. Thermophysical parameters of rocks and fluids

Вещество	Теплопроводность, Вт/мС		Удельная теплоемкость Ср, Дж/кгС	
	Справочные данные	Принято	Справочные данные	Принято
Осадочные горные породы				
Песчаники алевролитистые	1,55	1,55	0,844	0,844
Флюиды				
Нефть	0,11–0,14	0,13	1,88–2,42	–
Вода	0,44–0,56	0,50	3,85–4,81	–
Газы	0,03–0,06	0,05	0,09–0,12	–

существенно повысить уровень информативности модели. В случае наличия контрольного фонда скважин, в котором установлены приборы для объективного термобарического мониторинга параметров работы скважин, результатов промысловых геофизических исследований с замером температуры и давления — данные интегрируются в термогидродинамическую модель и являются эталонными для адаптации исторического периода. В работе данные по замерам забойной температуры датчикам оптоволоконной системы представлены по 14 скважинам около 15 % покрытия фонда добывающих скважин. Данные скважины покрывают залежь по всей протяженности, что благоприятно скажется на прогностической способности модели в межскважинном пространстве.

Термогидродинамическое моделирование. Основные понятия

Теплопроводность — перенос теплоты соприкасающимися структурными частицами тела.

Закон Фурье — плотность потока энергии, передающийся посредством теплопроводности, пропорционален градиенту температуры (1):

$$\vec{q} = -\chi \text{grad}(T), \quad (1)$$

где q — вектор плотности потока тепловой энергии, количество энергии, проходящей в единицу времени через единицу площади; χ — коэффициент теплопроводности, T — температура.

Энтальпия (H) — энергия, которая в дополнении к внутренней энергии включает в себя работу давления по формированию газообразного (жидкого) тела или газообразной (жидкой) частицы при постоянном давлении.

Внутренняя энергия (U) — сумма кинетической и потенциальной энергии атомов и молекул термодинамической системы.

Энтропия (S) — отнесенный к температуре внешний приток тепла, который обеспечивает заданное изменение внутренней энергии термодинамической системы и работу давления по изменению этой системы

Эффект Джоуля — Томсона — отношение изменения температуры газа в результате его изохорного расширения (дросселирования) к изменению давления. Иначе данный процесс называется дроссельным эффектом. Если при протекании через пористую перегородку температура возрастает, то эффект называют отрицательным, если температура падает, то положительным.

Для температуры задается распределение от глубины с помощью ключевого слова TEMPVD. Распределение пластового давления и насыщенностей подвижных фаз вычисляется из условия гидростатического равновесия, задаваемого ключевым словом EQUIL и массовой плотности фазы, определяемой компонентным составом смеси пластового флюида.

Явно задается распределение доли компоненты смеси от глубины ключевым словом ZMFVD для вычисления массовой плотности;

Вычисляются коэффициенты равновесия смеси $K_i(P, T)$ по корреляционным формулам (2):

$$K_i(P, T) = \frac{P_{ci}}{P} e^{53372697(1+A_i)(1-\frac{T_{ci}}{T})}, \quad (2)$$

где T_{ci} — критическая температура компонента, P_{ci} — критическое давление компонента, A_i — ацентрический фактор компонента.

Через решение уравнение (3):

$$z_c = R_o x_{c,o} + R_g x_{c,g}, \quad (3)$$

находим R — долю подвижной смеси компонентов, находящейся в фазе, $x_{c,p}$ — доля компонента C в фазе P .

Далее вычисляем массовые плотности подвижных фаз (4–5):

$$\rho_G = \xi_G \sum_k x_{k,G} MW_k, \quad (4)$$

$$\xi_G = \frac{1}{x_{w,G} \frac{MW_w}{\rho_w} + \sum_k x_{k,G} \left(\frac{Z_{k,0} RT}{p} - Z_{k,1} \right)}, \quad (5)$$

где ξ_G — молярная плотность газа, $x_{w,G}$ — мольная доля воды, MW_w — молярная масса воды, ρ_w — плотность воды, $x_{k,G}$ — мольная доля компоненты газа, R — газовая постоянная, T — температура, p — давление, $Z_{k,0}$ — коэффициент Z_0 компоненты газа, $Z_{k,1}$ — коэффициент Z_1 компоненты газа, MW_k — молярная масса компоненты газа, ρ_w — массовая плотность воды, ρ_G — массовая плотность газа.

За термодинамические свойства в модели отвечают следующие параметры:

— $H_{c,P}(T)$ — энтальпия компоненты C в фазе P ;

— $CP_{c,P} = dH_{c,P}(T)/dT$ — теплоемкость компоненты C в фазе P ;

— HV_c — энтальпия испарения компоненты c .

Данные параметры подчиняются соотношению $HV_c = H_{c,G} - (H_{c,W} + H_{c,O})$.

Энтальпия фазы для смеси флюида равна (6):

$$H_P(P, T) = \sum_{c=1}^{n_c} x_{c,P}(P, T) H_{c,P} MW_c. \quad (6)$$

Внутренняя энергия подвижных фаз равна (7):

$$U_p(P, T) = \xi_p(P, T) H_p(P, T) - P_{pp}, \quad (7)$$

где P_{pp} — парциальное давление фазы.

Энтальпия компонент и энтальпия испарения компонент для каждой фазы вычисляется по специальным корреляциям и таблицам, встроенным в симулятор, в зависимости от температуры.

Закон сохранения энергии для блока имеет следующий вид (8):

$$\frac{\partial}{\partial t}(U_b) = F_e + C_e + Q_{Re} + Q_e^{well} - Q_L, \quad (8)$$

где U_b — внутренняя энергия блока; F_e — конвективный поток энтальпии из (в) соседние точки среды (9):

$$F_e = \text{div} \sum_{P=1}^{n_p} H_P \xi_P V_P, \quad (9)$$

где H_P — энтальпия фазы; V_P — скорость потока фазы.

C_e — поток энергии за счет проводимости (10):

$$C_e = \text{div}(K_b \nabla T), \quad (10)$$

где K_b — теплопроводность блока сетки; Q_{Re} — поток энергии за счет химических реакций; Q_e^{well} — поток энергии из скважин (11):

$$Q_e^{well} = \sum_{P=1}^{n_p} H_P \xi_P Q_P, \quad (11)$$

где Q_P — дебит фазы; Q_L — потери энергии за счет обмена с внешней средой.

Интеграция термической опции в модель изотермической фильтрации

Инициализация начальных термобарических условий в залежи осуществляется на основе замеренных или рассчитанных давлений и температур в разведочных скважинах до нарушения статического равновесия в залежи, результатов записанного геотермического градиента. На рассматриваемом объекте исследования начальное пластовое давление составляет 9,75 МПа, пластовая температура изменяется пределах от плюс 15,6 до плюс 20,0 °С в зависимости от глубины. Работа добывающих скважин характеризуется гидратным режимом [10]. Также требуется указать начальное распределение молярной плотности компонент. Начальное распределение может быть вычислено из условий равновесия.

Для интеграции термической опции в модель изотермической фильтрации необходимо добавить соответствующие ключевые слова формата tNaigator в секции термогидродинамической модели: RUNSPEC: THERMAL — подключение термической опции в композиционной термогидродинамической модели; GRID: THCOIL — задает теплопроводность нефтяной фазы; THCGAS — задает теплопроводность газовой фазы; THCWATER — задает теплопроводность водной фазы; THCSOLID — задает теплопроводность твердой фазы; THCROCK — данное ключевое слово задает теплопроводность горной породы.

Теплопроводности задаются для каждого блока сетки. Данные теплопроводности используются для вычисления среднего значения теплопроводностей подвижных фаз и горной породы, взвешенных по пористости. В свою очередь THCAverage используется для вычисления теплопроводности блоков сетки (12):

$$THC_{average} = \varphi \frac{THC_{oil} + THC_{gas} + THC_{water} + THC_{solid}}{N_{phases}} + (1 - \varphi) THC_{rock}, \quad (12)$$

где φ — пористость блока сетки;

THCoil — теплопроводность нефтяной фазы, задаваемая THCOIL;

THCgas — теплопроводность газовой фазы, задаваемая THCGAS;

THCwater — теплопроводность водной фазы, задаваемая THCWATER;

THCsolid — теплопроводность твердой фазы, задаваемая THCSOLID;

THCrock — теплопроводность горной породы, задаваемая THCROCK;

Nphases — число подключенных подвижных фаз;

Следует отметить, что для того, чтобы использовать теплопроводности фаз для расчета средней теплопроводности, данные фазы должны быть подключены в секции RUNSPEC управляющего файла. HEATCR — задает значение удельной теплоемкости горной породы для каждого блока сетки. Удельная теплоемкость горной породы, задаваемая данным ключевым словом, используется для вычисления энтальпии горной породы. ROCKPROP — используется для задания свойств внешней среды (горных пород с различными свойствами), через которую будет происходить теплообмен с резервуаром. Данные параметры используются при вычислении теплообмена резервуара с окружающей средой. ROCKCON — используется для задания границы резервуара с внешней средой (горной породой), через которую будет происходить теплообмен. Данный параметр используется при вычислении теплообмена резервуара с окружающей средой.

PROPS: TEMPVD — задает таблицу начального распределения температуры в зависимости от глубины для каждого региона равновесия. ZFACTOR — задает коэффициент $Z_{c,0}$ для каждого компонента для вычисления молярной и массовой плотности газа, принято значение 1,28. ZFACT1 — задает коэффициент $Z_{c,1}$ для каждого компонента для вычисления молярной и массовой плотности газа, принято значение 0,11. Через коэффициенты $Z_{c,0}$ и $Z_{c,1}$ рассчитываются молярная и массовая плотности газа. Также коэффициент $Z_{c,1}$ фигурирует в поправке Джоуля-Томсона для расчета энтальпии газовой фазы. GASVISCT — распределение вязкости компонентов газа по температуре.

Обозначенные выше ключевые слова представляют собой минимальный набор для создания термогидродинамических моделей разработки туронских газовых залежей на основе гидродинамических моделей изотермической фильтрации.

Адаптация термогидродинамической модели на фактические геолого-промысловые данные

На следующем этапе для обеспечения высокой прогностической способности модели воспроизведена история добычи согласно данным фактических режимов работы скважин.

Выполнена адаптация энергетического состояния залежи, продуктивных характеристик скважин, устьевого давления. Проведен полный цикл адаптации модели на фактические геолого-промысловые данные [11, 12]. Настройка термогидродинамической модели на результаты прямых замеров забойного давления, забойных и пластовых температур проведена на показания приборов для объективного термобарического мониторинга параметров работы скважин. Проведена корректировка параметров Z_0 и Z_1 , которые отвечают за массовую плотность газа и фигурируют в поправке Джоуля-Томсона для расчета энтальпии газа, которая в свою очередь имеет влияние на распределение температур в пласте. Завершающий этап адаптации забойных и пластовых температур заключался в подключении внешних сред, участвующих в теплообмене в районе расположения стволов скважин. Кросс-плот адаптации забойной температуры и график сопоставления фактических и модельных температур и дебитов для типичной скважины, оборудованной системой объективного термобарического мониторинга параметров работы, представлены на рисунках 1 и 2.

Оценка и анализ полученных результатов

По результатам адаптации термогидродинамической модели средняя величина падения температуры при фильтрации газа из пласта и притока на забой 105 скважин за счет эффекта Джоуля-Томпсона составила 2,66 °C/МПа и варьируется в диапазоне 0,06–6,51 °C/МПа. Разброс полученных значений объясняется различным энергетическим потенциалом зон расположения скважин, различной величиной контуров питания, обусловленной распределением фильтрационно-емкостных свойств. Также по результатам расчета получены расчетный куб распределения пластовой температуры по залежи и, соответственно, забойные температуры по действующему фонду скважин. Фрагмент карты распределения пластовых температур представлен на рисунке 3.

Гистограмма распределения забойной температуры фонда добывающих скважин представляет собой распределение со следующими статистическими показателями: средняя расчетная забойная температура равна 10,5 °C, диапазон распределения температур изменяется от минимальной температуры 6,1 до максимальной 15,2 °C, рисунок 4.

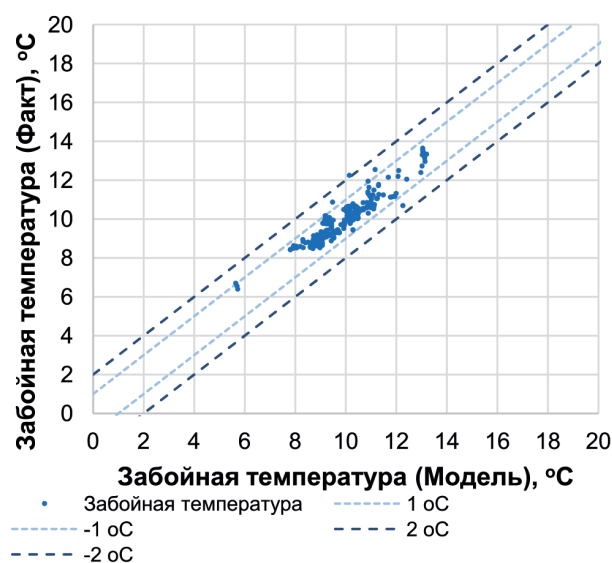


Рисунок 1. Кросс плот фактических и модельных величин забойной температуры

Figure 1. Cross plot of actual and model values of downhole temperature

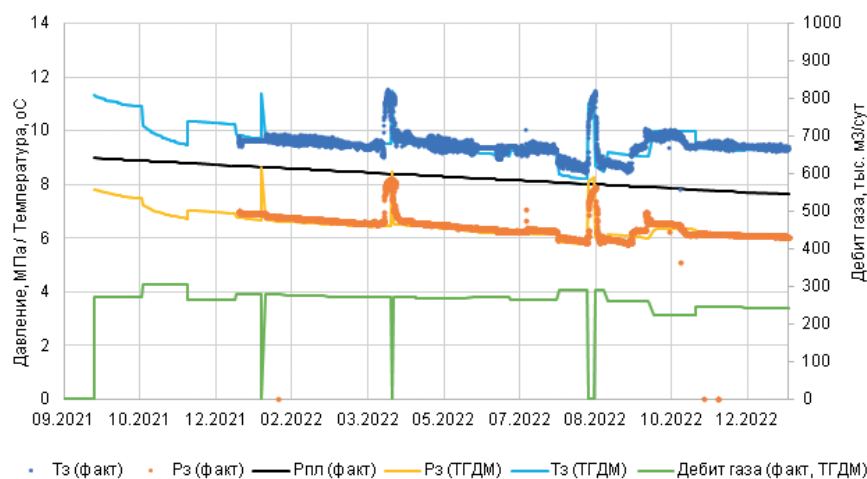


Рисунок 2. Сопоставление фактических и модельных температур и дебитов для типичной скважины оборудованной системой объективного термобарического мониторинга параметров работы

Figure 2. Comparison of actual and model temperatures and flow rates for a typical well equipped with an objective thermobaric monitoring system of operation parameters

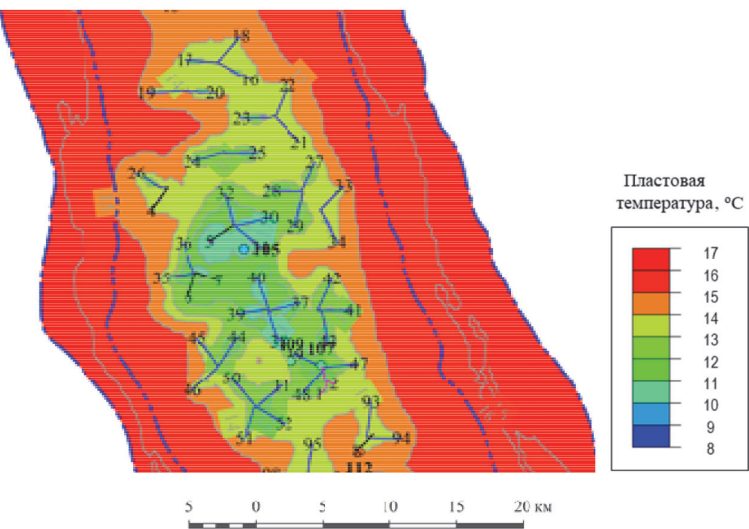


Рисунок 3. Фрагмент карты распределения пластовой температуры туронской залежи на дату адаптации термогидродинамической модели

Figure 3. Fragment of the distribution map of the reservoir temperature of the Turonian deposit at the date of adaptation of the thermohydrodynamic model



Рисунок 4. Гистограмма распределения забойной температуры по фонду добывающих скважин

Figure 4. Histogram of bottom-hole temperature distribution over the fund of producing wells

Выводы

Разработана и описана методика по созданию и адаптации термогидродинамических

моделей разработки туронских газовых залежей на основе гидродинамических моделей изотермической фильтрации для прогнозирования термобарических условий углеводородного сырья при их разработке. Полученные результаты являются основой для проведения анализа текущего состояния эксплуатационного фонда скважин, с точки зрения оценки термобарических условий гидратообразования в околоскважинной зоне и на забоях скважин, расчетам объемов подачи ингибитора гидратообразования. Созданная термогидродинамическая модель является основой для долгосрочного прогнозирования технологических показателей и термобарических условий в туронской залежи с течением разработки.

СПИСОК ИСПОЛЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лапердин А.Н., Сопнев Т.В., Хасаньянов Р.Р. [и др.]. Освоение и испытание первой экспериментальной двухзабойной скважины на Южно-Русском месторождении // Наука и ТЭК. 2012. №1. С. 25-26.
2. Патент № 2743478 С1 РФ, МПК E21B 43/267, E21B 43/11, C09K 8/60. Способ добычи трудноизвлекаемого туронского газа / В.В. Воробьев, В.В. Дмитрук, И.Р. Дубницкий [и др.]. 2020108285, Заявлено 26.02.2020; Опубл. 18.02.2021. Заявитель Открытое акционерное общество «Севернефтегазпром».
3. Красовский, А. В. Результаты обоснования и выбора конструкции скважин для эффективной разработки туронской залежи Южно-Русского НГКМ // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 3(35). С. 60-67.
4. Миронов Е.П., Никифоров А.А., Кильмаматова Э.Т. Создание и внедрение инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами газа, позволяющих увеличить рентабельность добычи // Бурение и нефть. 2021. № 6. С. 34.
5. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа: справ. пособие / Пер. с англ. М.: Премиум Инжиниринг, 2007. 289 с.
6. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 508 с.
7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023616209 РФ. Навигатор: № 2023614736: Заявлено 06.03.2023; Опубл. 23.03.2023 / К.Ю. Богачев. Заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Рок Флоу Динамикс».
8. Ленский В.А., Салихова Ф.Х., Шарова Т.Н., Иркабаев Д.Р. Геологическая эффективность скважинной сейсморазведки при разработке нефтяных месторождений // Нефтесервис. 2014. № 1. С. 30-33.
9. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С., Буянов А.В. Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатации добывающих скважин в компании «Газпром нефть» //

Про нефть. Профессионально о нефти: Периодич. науч.-техн. журнал «Газпром нефти». 2017. № 3(5). С. 55-64.

10. Истомин В.А., Моисейкин П.А., Абрашов В.Н. [и др.]. Гидратообразование в призабойной зоне пласта при освоении туронских залежей Западной Сибири // Вести газовой науки. 2013. № 5. С. 99-104.

11. Красовский А.В., Голофаст С.Л., Шандрыголов З.Н. Современные методы моделирования разработки газовых месторождений. Новосибирск: Новосибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Академический научно-издательский и книгораспространительский центр «Наука», 2018. 200 с.

12. Красовский А.В., Свентский С.Ю., Шандрыголов З.Н., Лысов А.О. Создание математической модели уникального газового месторождения // Бурение и нефть. 2013. № 11. С. 26-28.

REFERENCES

1. Laperdine A.N., Sopnev T.V., Khasanyanov R.R. et al. Osvoenie i ispytanie pervoj eksperimental'noj dvuhzabojnoj skvazhiny na Yuzhno-Russkom mestorozhdenii [Development and Testing of the First Experimental Two-Hole Well at the Yuzhno-Russkoye Field]. *Nauka i TEK — Science and Fuel and Energy Complex*, 2012, No.1, pp. 25-26. [in Russian].
2. V.V. Vorobyov, V.V. Dmitruk, I.R. Dubnitsky et al. *Sposob dobychi trudnoizvlekaemogo turonskogo gaza* [Method of Producing Hard-To-Recover Turonian Gas]. Patent RF, No. 2743478 C1 MPK E21B 43/267, E21B 43/11, C09K 8/60. / 2020108285, Declared 26.02.2020; Publ. 18.02.2021. Applicant Open Joint Stock Company Severneftegazprom. [in Russian].
3. Krasovsky, A.V. Rezul'taty obosnovaniya i vybora konstrukcii skvazhin dlya effektivnoj razrabotki turonskoj zalezhi Yuzhno-Russkogo NGKM [Results of Substantiation and Selection of Well Design for Effective Development of the Turonian Deposit of the South Russian Oil and Gas Field]. *Nauchnyj zhurnal Rossijskogo gazovogo obshchestva*

— *Scientific Journal of the Russian Gas Society*, 2022, No 3(35), pp. 60-67. [in Russian].

4. Mironov E.P., Nikiforov A.A., Kilmamatova E.T. Sozdanie i vnedrenie innovacionnyh metodov razrabotki mestorozhdenij s trudnoizvlekaemymi zapasami gaza, pozvolyayushchih uvelichit' rentabel'nost' dobychi [Creation and Implementation of Innovative Methods for the Development of Fields with Hard-To-Recover Gas Reserves, Allowing to Increase Production Profitability]. *Burenie i neft' — Drilling and oil*, 2021, No. 6, pp. 34. [in Russian].

5. Carroll J. *Gidraty prirodnogo gaza: sprav. posobie* [Natural Gas Hydrates: Ref. allowance]. Moscow, Premium Engineering Publ., 2007. 289 p. [in Russian].

6. Istomin V.A., Kvon V.G. *Preduprezhdenie i likvidaciya gazovyh gidratov v sistemah dobychi gaza* [Prevention and Elimination of Gas Hydrates in Gas Production Systems]. Moscow, LLC «IRC Gazprom,» Publ., 2004. 508 p. [in Russian].

7. K.Yu. Bogachev. *Svidetel'stvo o gosudarstvennoj registracii programmy dlya EVM № 2023616209 RF*. [Certificate of State Registration of the Computer Program No. 2023616209 Of The Russian Federation]. Navigator: No. 2023614736: Declared 06.03.2023; Publ. 23.03.2023. Applicant Limited Liability Company Rock Flow Dynamics. [in Russian].

8. Lensky V.A., Salikhova F.H., Sharova T.N., Irkabaev D.R. Geologicheskaya effektivnost' skvazhinnoj sejsmorazvedki pri razrabotke neftyanyh mestorozhdenij [Geological Efficiency of Well Seismic During Oil Field Development]. *Nefteservis — Oilfield Service*, 2014, No. 1, pp. 30-33. [in Russian].

9. A.I. Ipatov, M.I. Kremenetsky, I.S. Kaeshkov, A.V. Buyanov. Opyt primeneniya raspredelennoj optovolokonnoj termometrii pri monitoringe ekspluatatsii dobyvayushchih skvazhin v kompanii «Gazprom neft'» [Experience in the Use of Distributed Fiber Optic Thermometry in Monitoring the Operation of Production Wells at Gazprom Neft]. *Pro neft'. Professional'no o nefi: Periodich. nauch.-tekhn. zhurnal «Gazprom nefi» — Pro oil. Professional about oil: Periodic scientific-technical Gazprom Neft magazine*, 2017, No. 3(5), pp. 55-64. [in Russian].

10. Istomin V.A., Moiseikin P.A., Abrashov V.N. et al. Gidratoobrazovanie v prizabojnoj zone plasta pri osvoenii turonskih zalezhej Zapadnoj Sibiri [Hydrate Formation in the Bottomhole Zone of the Formation During Development of the Turonian Deposits of Western Siberia]. *Vesti gazovoj nauki — Lead of gas science*, 2013, No. 5, pp. 99-104. [in Russian].

11. Krasovsky A.V., Golofast S.L., Shandryglov Z.N. Sovremennye metody modelirovaniya razrabotki gazovyh mestorozhdenij [Modern Methods of Modeling Gas Field Development]. Novosibirsk: Novosibirsk branch of the Federal State Unitary Enterprise «Academic Scientific and Publishing and Book Distribution Center «Nauka» Publ., 2018. 200 p. [in Russian].

12. Krasovsky A.V., Svetsky S.Yu., Shandryglov Z.N., Lysov A.O. Sozdanie matematicheskoy modeli unikal'nogo gazovogo mestorozhdeniya [Creation of A Mathematical Model of a Unique Gas Field]. *Burenie i neft' — Drilling and oil*, 2013, No. 11, pp. 26-28. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Роман Ильгизович Шарипов, начальник лаборатории проектирования и анализа разработки Южно-Русского НГКМ, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

Roman I. Sharipov, head of the development design and analysis laboratory of the South-Russian OGCF, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russia

R_Sharipov@vniigaz.gazprom.ru

Статья поступила в редакцию 24.05.2023; одобрена после рецензирования 20.06.2023; принята к публикации 28.07.2023.

The article was submitted 24.05.2023; approved after reviewing 20.06.2023; accepted for publication 28.07.2023.