



РОСНЕФТЬ

**Методические подходы
прогнозирования механизма
компонентоотдачи при тепловом
воздействии на пласт**

Докладчик: Терентьев А.А.

ноябрь 2021

Моделирование теплового воздействия – это в настоящее время одна из самых сложных разновидностей гидродинамического моделирования пластов. С точки зрения численного моделирования включение термических эффектов приводит к появлению ряда особенностей, которые не встречаются в традиционном нефтяном инжиниринге.

Влияние различных факторов на нефтеотдачу при вытеснении нефти паром:

- снижение вязкости нефти - до 30 %;
- эффект термического расширения - до 8 %;
- эффект дистилляции - до 10 %;
- эффект газонапорного режима - до 7 %;
- эффект увеличения подвижности нефти - до 10 %.

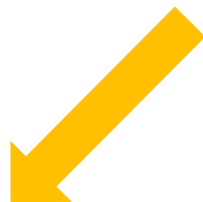
Как правило, при моделировании тепловых процессов воздействия на пласт пренебрегают эффектом дистилляции нефти в процессе закачки теплоносителя ввиду значительных временных затрат из-за необходимости создания сложных композиционных моделей. Однако, как отмечается в литературных источниках прирост добычи нефти от данного механизма может составлять до 10 %. Учет данных эффектов повышает точность моделирования

Целью данной работы является анализ влияния разработанной композиционной модели нефти, которая учитывает эффект изменения компонентного состава нефти в зависимости от прокачки различных объемов пара на динамику технологических показателей разработки на одном из объектов месторождения сверхвязкой нефти по сравнению с однокомпонентной некомпозиционной моделью нефти.

Основные задачи:

- Выполнить обзор предшествующих исследований по композиционному моделированию тяжелой нефти и применения композиционной модели при паротепловом воздействии на пласт.
- Анализ проведенных лабораторных исследований по вытеснению нефти теплоносителем на насыпной модели пласта при температуре 220 °С с последующим хроматографическим анализом состава нефти
- Создание композиционной модели нефти в специализированном программном комплексе и адаптация численной модели на результаты лабораторного эксперимента.
- Проведение численных расчетов на адресной гидродинамической модели объекта месторождения сверхвязкой нефти с использованием разработанной композиционной модели

Композиционная модель тяжелой нефти



Закачка газа, растворителя в пласт высоковязкой и сверхвязкой нефти

Моделирование процессов выпадения парафинов и асфальтенов

Дистилляция нефти при тепловых методах воздействия

Статьи:

«Development of a Phase Behavior Numerical Model for Evaluating Thermal Assisted Processes with Solvents in Heavy Oil Recovery» Erika-Margarita Trigos-Becerra, Sandra-Milena Vega-Moreno, Edwin Rodríguez-Paredes, Juan-Eduardo Rivera-De-La-Ossa, Carlos-Eduardo Naranjo-Suárez

«Heavy Oil (Bitumen) and Alkane Solvent Partitioning (HASP) Process» Ted W. Frauenfeld, Raj S. Rajan

«More Realistic Four-Phase Stability and Phase Splitting Calculations for Canadian Heavy Oil and Bitumen Reservoirs Using Solvent Injection Processes» Seyed Ali Feizabadi, Jalal Abedi, Zhangxin Chen

Статьи:

«Asphaltene Phase Behavior Modeling for Wells from the Middle East» Abdulaziz Al-Qasim

«Modeling of Asphaltene Precipitation Due to Steam and n-alkane Co-injection in the ES-SAGD Process» Amin Badamchizadeh, Bruce F. Kohse, Anjani Kumar

«Experimental Determination of Asphaltene Precipitation from Different Live Heavy Oils and Technical Evaluation of Potential Inhibitors for the Primary Depletion Process» Xiaozhu Gong, Yongan Gu, Fuchang Shu, Yuehui She

«The Comparison of Effects of Injection of Natural/Nitrogen Gases on Asphaltene Precipitation Process» Alireza Hajizadeh, Reza Rostami Ravari, Mahmood Amani

Статьи:

«Validation of a Pseudocomponent Scheme for Nigerian Heavy Oil and Bitumen» Kazeem A. Lawal

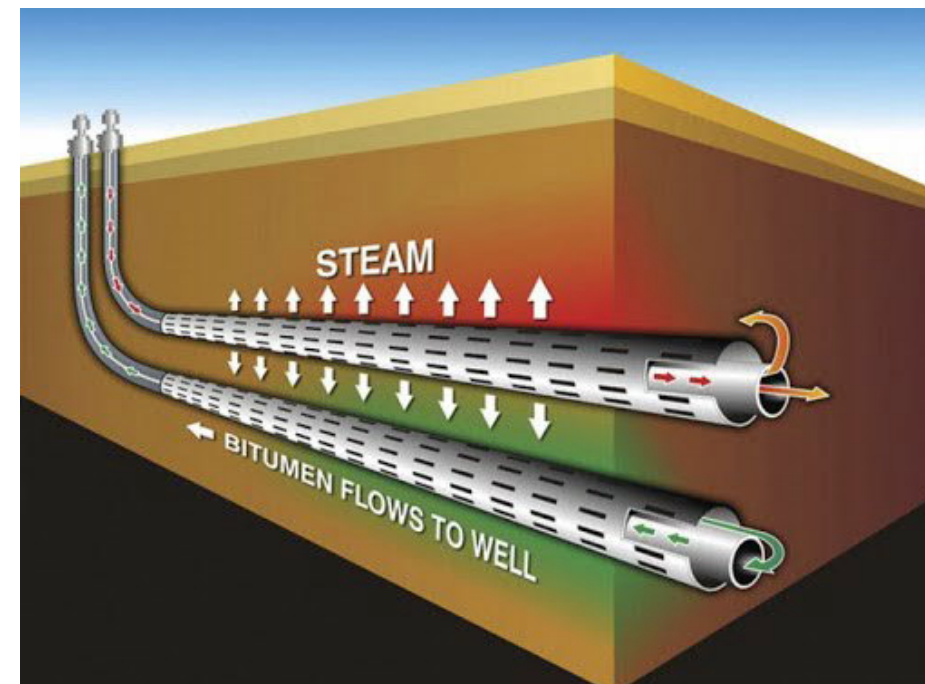
«Phase Behaviour Study of Butane / Athabasca Bitumen Mixtures Applicable for Thermal and Hybrid Solvent Recovery Processes» Hossein Nourozieh, Mohammad Kariznovi, Jalal Abedi

«Minimum Pseudocomponent Requirements for Compositional Thermal Simulation of» C.S. Lolley, W.C. Richardson

Характеристика объекта

№№ п/п	Параметр	Размерность	Значение
1	Средняя глубина залегания кровли	м	168,5
2	Площадь нефте/газоносности	тыс.м ²	4273,75
3	Средняя общая толщина	м	18,9
4	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	9,9
5	Коэффициент пористости	доли ед.	0,31
6	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,925
7	Проницаемость	мкм ²	3,5
8	Коэффициент песчаности	доли ед.	0,91
9	Расчлененность	ед.	1,3
10	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	6749
11	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,95
12	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	0,99
13	Теплопроводность	Вт/м*К	1,2
14	Теплопроводность нефти	Вт/м*К	0,14
15	Объемная теплоемкость минеральной матрицы песчаников битумонасыщенных	МДж/(м ³ ·К),	2,1
16	Объемная теплоемкость минеральной матрицы алевролитов глинистых и глин алевритистых	МДж/(м ³ ·К),	2,05
17	ТКЛР, α	10 ⁻⁶ °С ⁻¹	6,8
19	Коэффициент вытеснения β, доли ед. при температуре		
	100	Т, °С	0,315
	150	Т, °С	0,368
	220	Т, °С	0,62
20	Содержание смол и асфальтенов	%	34,35
21	Содержание серы в нефти	%	4,2

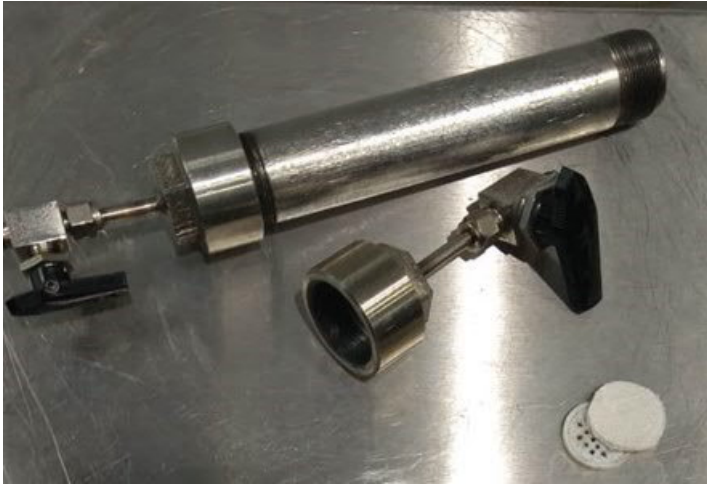
Объект исследования характеризуется **тяжёлой высоковязкой нефтью, небольшой глубиной залегания** (150 м) - что является благоприятными факторами для термических методов повышения нефтеотдачи пласта



Технология парогравитационного дренирования (SAGD) заключается в использовании протяженных горизонтальных скважин, приток разогретой нефти к которым осуществляется за счет силы тяжести.

Проведение лабораторного комплекса исследований

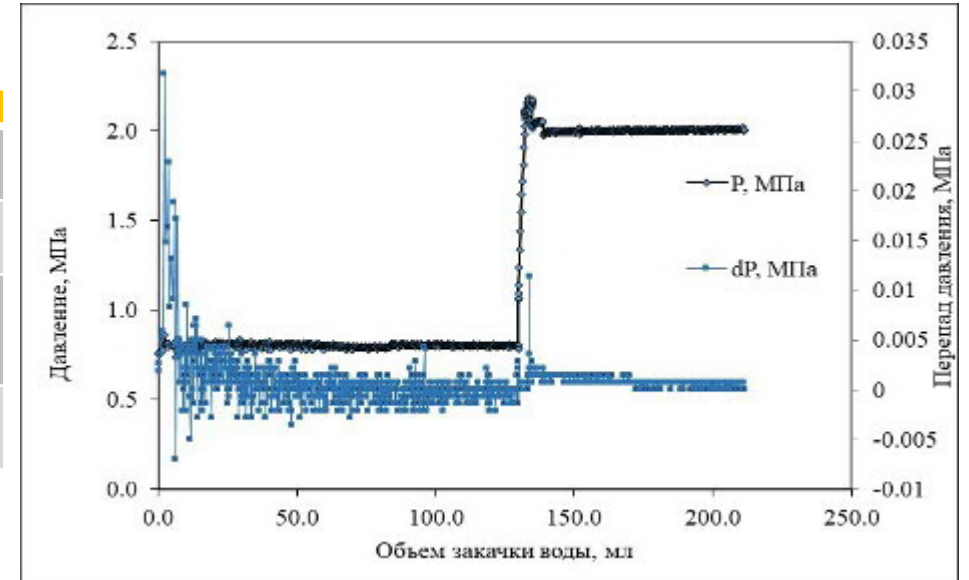
Кернодержатель для насыпной модели



Условия проведения эксперимента

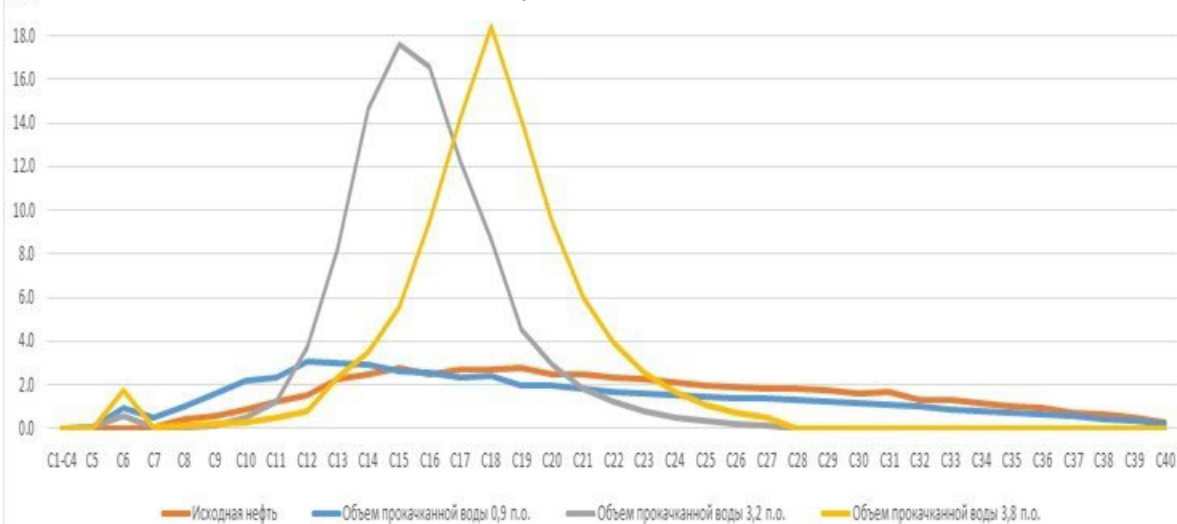
Параметр	Значение
Максимальное давление на входе, МПа.	2,2
Давление на блоке противодействия, МПа.	<2,15 (старт с 0,8)
Температура кернодержателя и закачиваемого пара, °С	220
Скорость закачки пара, мл/час (расход по воде)	6мл/час

Динамика вытеснения нефти паром 220 ° С.



Состав нефти, %масс.

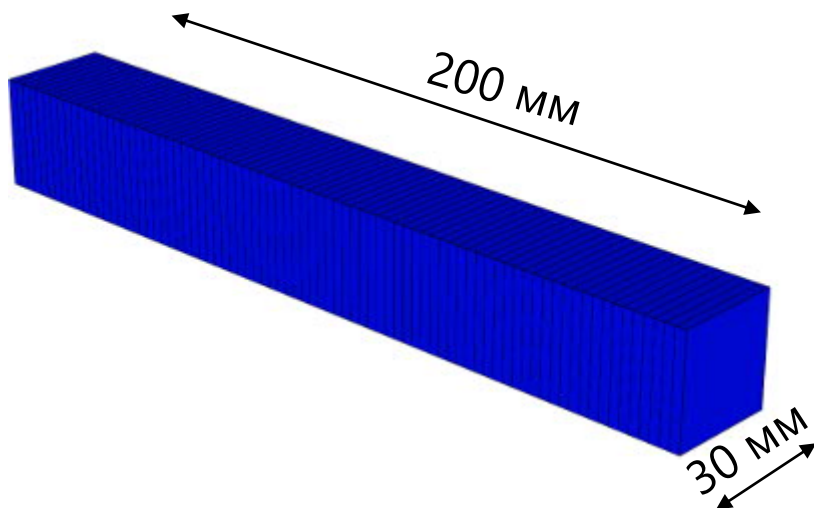
Динамика изменения состава нефти в зависимости от объема прокачки пара



Состав нефти изменялся в процессе проведения эксперимента при температуре 220° С и давлении от 0,8 до 2 МПа. Отмечается изменение фракционного состава нефти, а именно:

- при прокачке менее 1 п.о. пара, вытесненная нефть соответствует составу исходной нефти,
- при продолжении вытеснения нефти паром (Vп.о. по объему прокачанного пара) около 3 п.о. основная фракция УВ в выделенной нефти C₁₁ - C₂₀ (по C₁₅ - 90%),
- при прокачке воды порядка 3,8 п.о. основная фракция УВ в выделившейся нефти C₁₃ - C₂₄ при этом C₁₈ составляет порядка 92%.

Адаптация численной модели на результаты лабораторного эксперимента



Результаты и условия проведения опыта

Закачиваемый флюид	Объем закачивания, п.о.	Перепад давления, МПа	Скорость фильтрации, мл/час	T, °C	Коэффициент вытеснения нефти (по объему), %
пар	~ 5	< 0,001 (P=0,8МПа) 0,004 (P=2,0МПа)	6	220	62,3

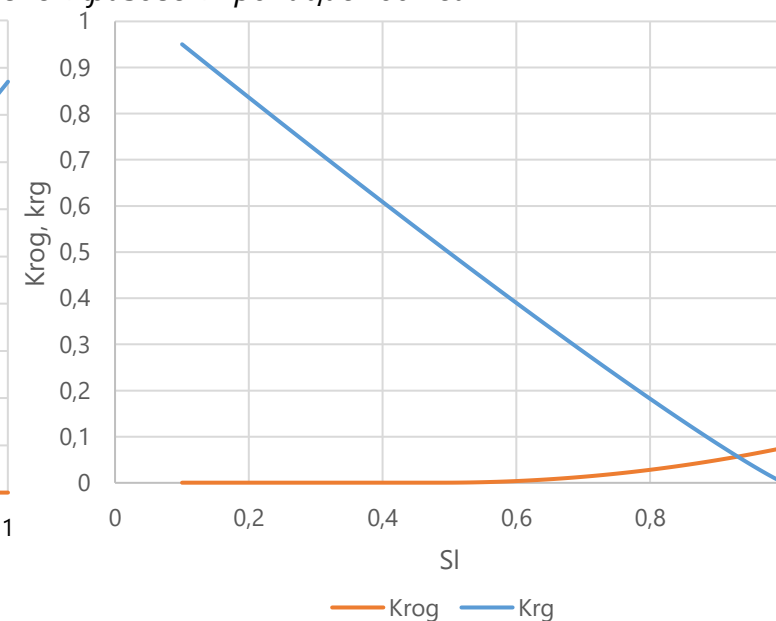
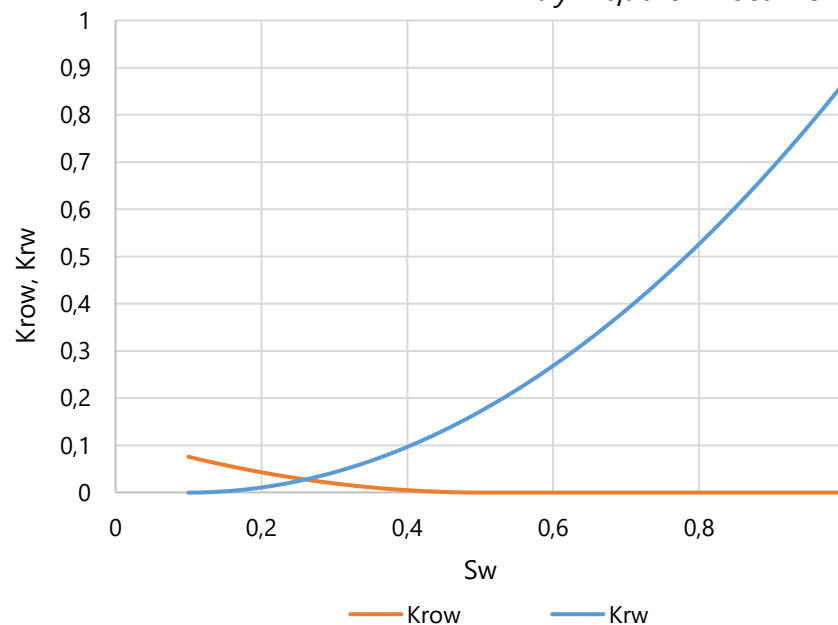
Объем нефти исходный – 34,05 мл

Объем нефти после вытеснения паром – 21,22 мл

Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент проницаемости, Д	Объем керновой модели, мл	Количество ячеек
0,25	5.5	141,3	80

Теплофизические свойства породы и насыщающих ее флюидов (нефть, вода) были измерены в лабораторных условиях на собственном керне и, впоследствии, заложены в ГДМ

Функции относительных фазовых проницаемостей



Создание композиционной модели

Композиционная модель №1 (41 компонент)

Углеродная группа	Давление критическое (Pc), атм	Температура критическая (T), К	Ацентрический фактор, w	Молекулярная масса (Mw), г/моль
C6	32.46	507.50	0.28	86
C7	30.97	543.20	0.31	96
C8	29.12	570.50	0.35	107
C9	26.94	598.50	0.39	121
C10	25.01	622.10	0.44	134
C11	23.17	643.60	0.48	147
C12	21.63	663.90	0.52	161
C13	20.43	682.40	0.56	175
C14	19.33	700.70	0.60	190
C15	18.25	718.60	0.65	206
C16	17.15	734.50	0.68	222
C17	16.35	749.20	0.73	237
C18	15.65	760.50	0.76	251
C19	15.06	771.00	0.79	263
C20	14.36	782.90	0.82	275
C21	13.83	793.30	0.86	291
C22	13.26	804.40	0.88	300
C23	12.83	814.00	0.92	312
C24	12.38	823.20	0.94	324
C25	11.84	832.70	0.97	337
C26	11.48	841.20	0.99	349
C27	11.13	849.60	1.02	360
C28	10.76	857.70	1.04	372
C29	10.49	864.30	1.06	382
C30	10.12	872.53	1.08	394
C31	9.88	880.00	1.10	404
C32	9.59	887.30	1.12	415
C33	9.36	893.90	1.14	426
C34	9.09	900.00	1.16	437
C35	8.91	905.90	1.18	445
C36	8.66	912.10	1.20	456
C37	8.53	917.30	1.21	464
C38	8.29	923.40	1.23	475
C39	8.13	928.20	1.24	484
C40	7.90	934.30	1.26	495
C40+	7.10	936.00	1.37	730

Адаптация PVT модели производилась на результаты лабораторных исследований по вязкости и плотности нефти путем настройки параметров (критическая температура, давление ацентрический фактор) углеродной группы остатка C40+

В качестве модели вязкости нефти использовалась модифицированная корреляция Pederson

В качестве способа объединения компонентов в псевдокомпоненты использовалась модель смешения критических параметров, ацентрического фактора Lee-Kesler

Композиционная модель №2 (6 псевдокомпонентов)

Объединение компонентов



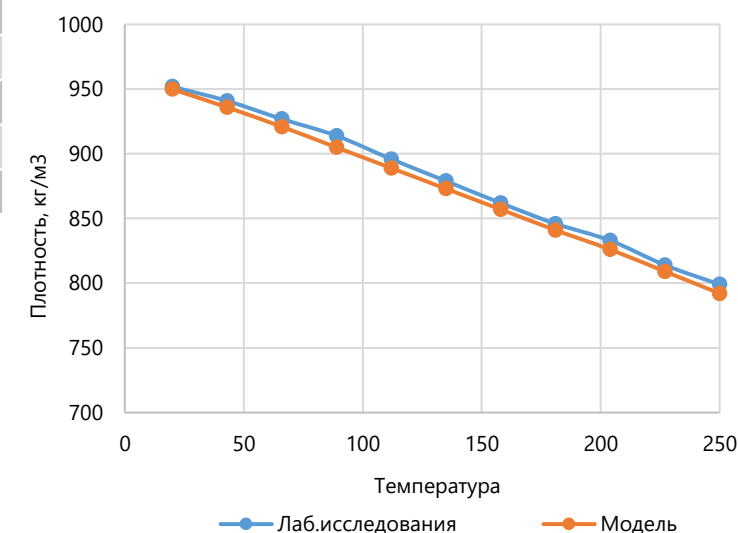
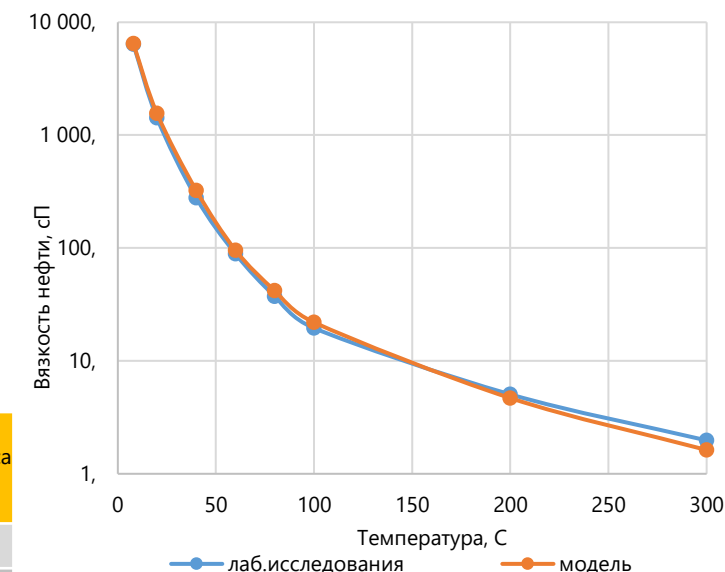
Углеродная группа	Давление критическое (Pc), атм	Температура критическая (T), К	Ацентрический фактор, w	Молекулярная масса (Mw), г/моль
C6-C10	26.97	596.88	0.39	120.47
C11-C15	20.18	687.39	0.57	179.29
C16-C20	15.74	759.01	0.75	248.37
C21-C29	12.18	827.04	0.95	330.09
C30-C40	9.25	896.36	1.15	429.99
C40+	7.10	936.00	1.37	730.00

Композиционная модель №3 (3 псевдокомпонента)

Объединение компонентов



Углеродная группа	Давление критическое (Pc), атм	Температура критическая (T), К	Ацентрический фактор, w	Молекулярная масса (Mw), г/моль
C6-C10	26.97	596.88	0.39	120.47
C11-C40	14.54	784.01	0.81	275.73
C40+	7.10	936.00	1.37	730.00



Создание композиционной модели

Корреляция Wilson для расчета констант фазового равновесия:

$$\ln K_i = a \cdot 5.37 \cdot (1 + w_i) \cdot \left(1 - \frac{T_{ci}}{T}\right) + \ln\left(\frac{p_{ci}}{p}\right)$$

w_i - ацентрический фактор компонента

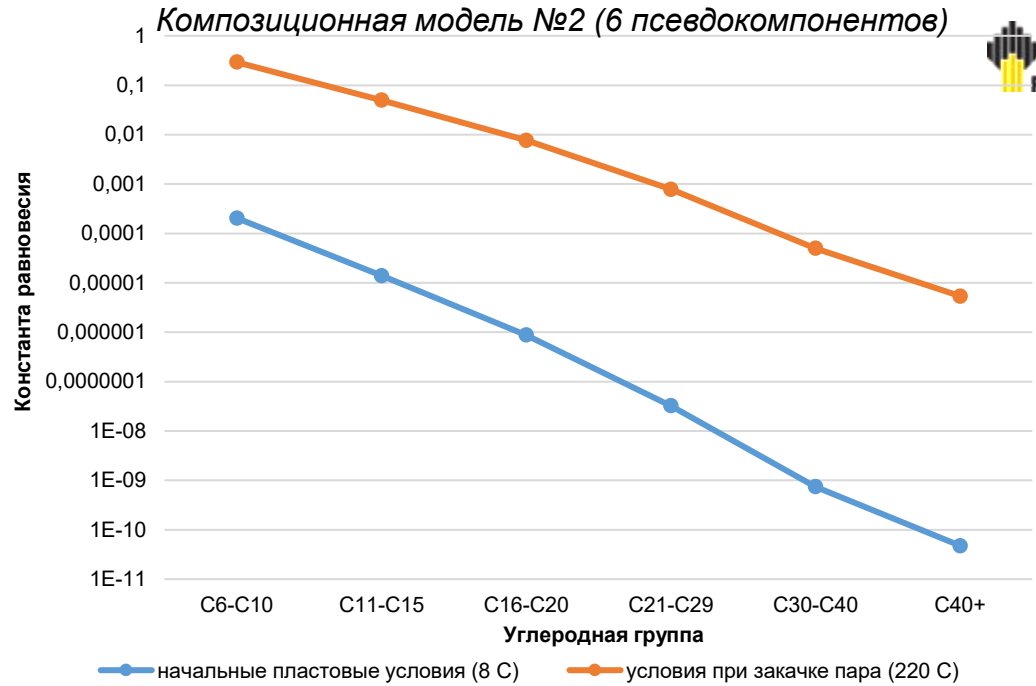
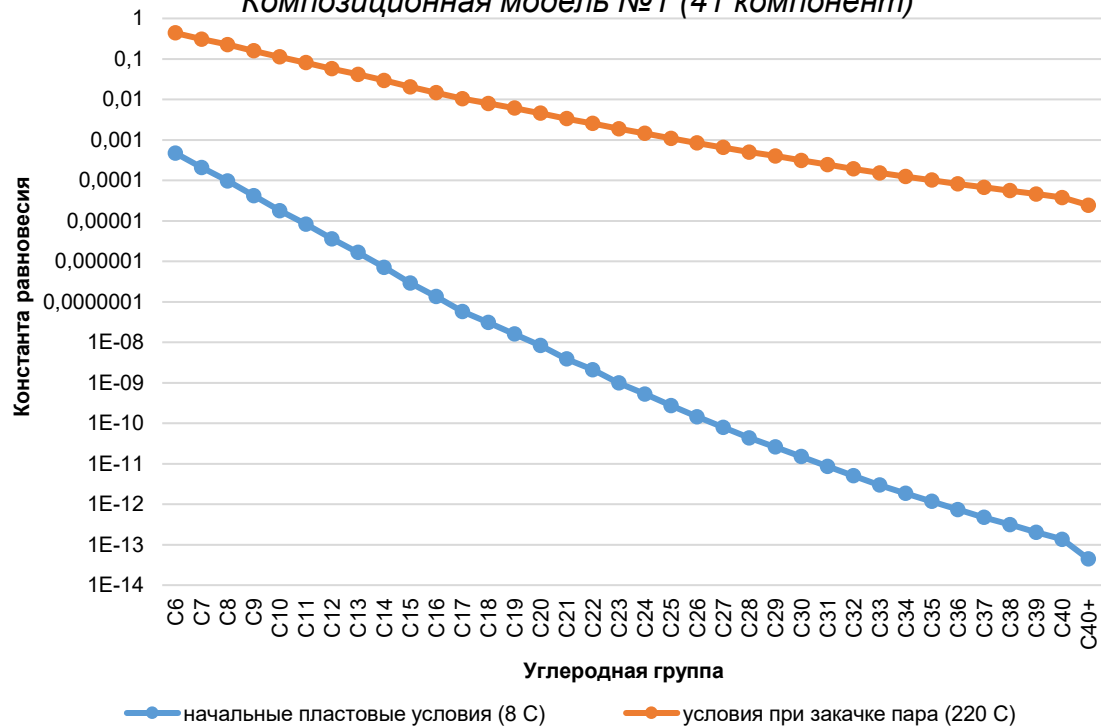
T_{ci} - критическая температура компонента

p_{ci} - критическое давление компонента

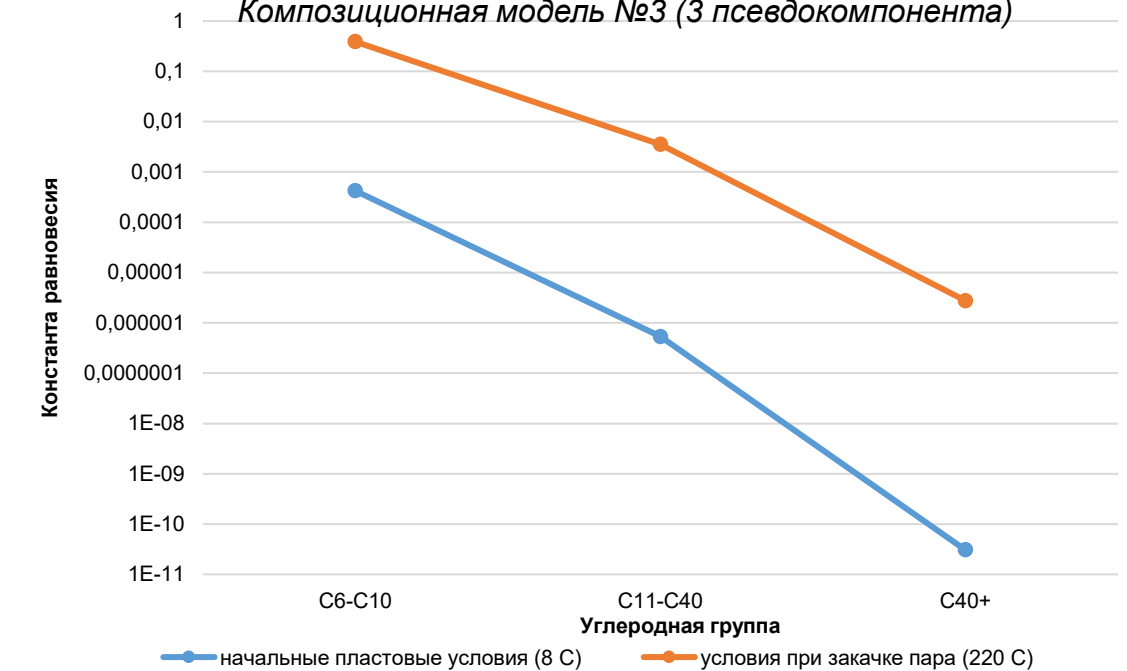
a – поправочный коэффициент, варьируемый при настройке PVT -модели



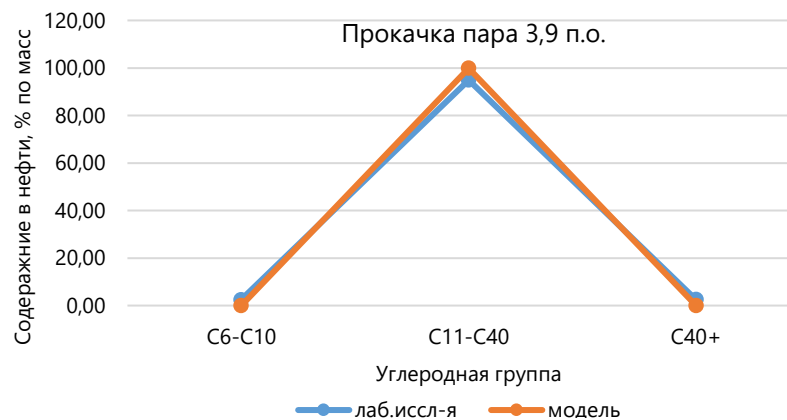
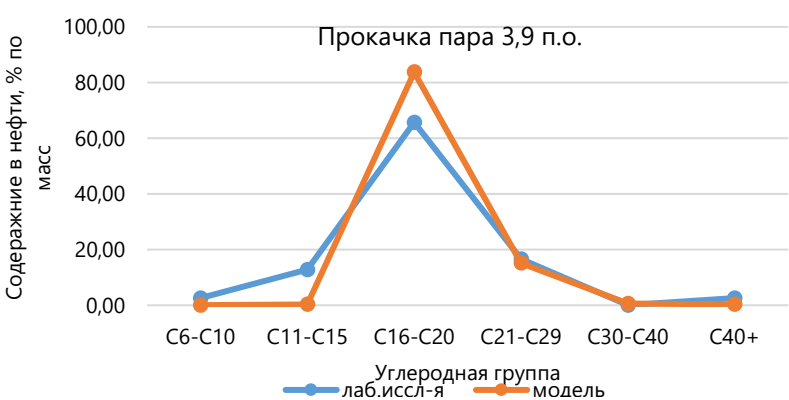
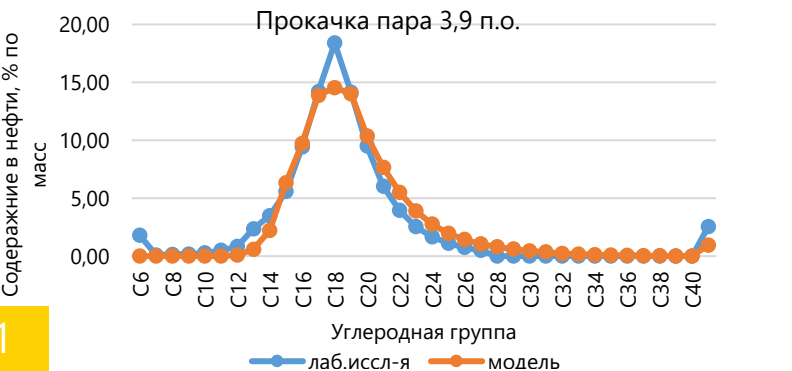
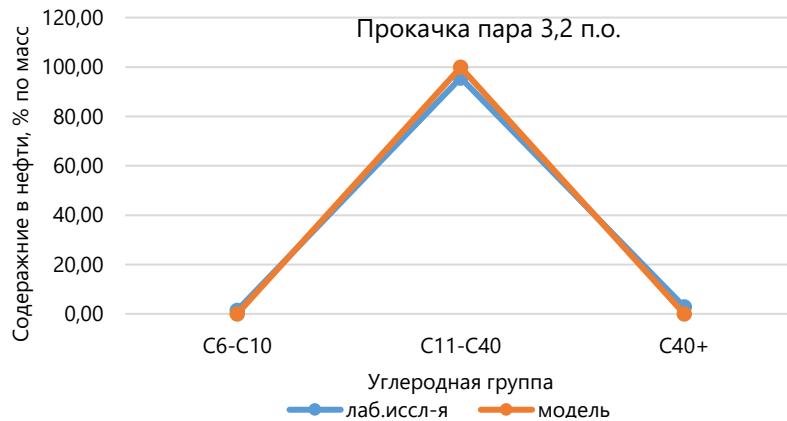
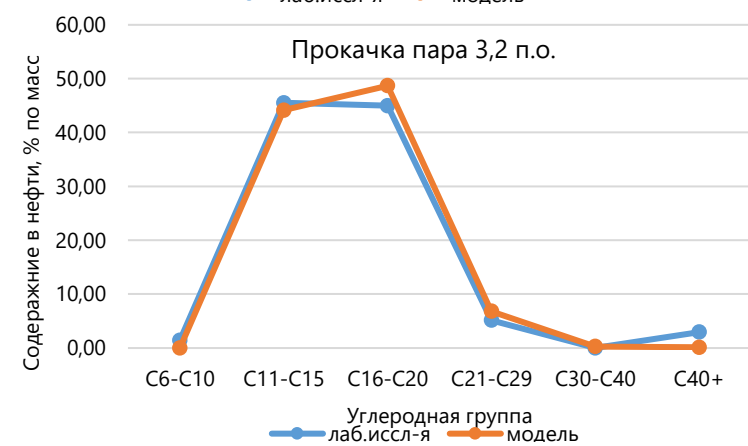
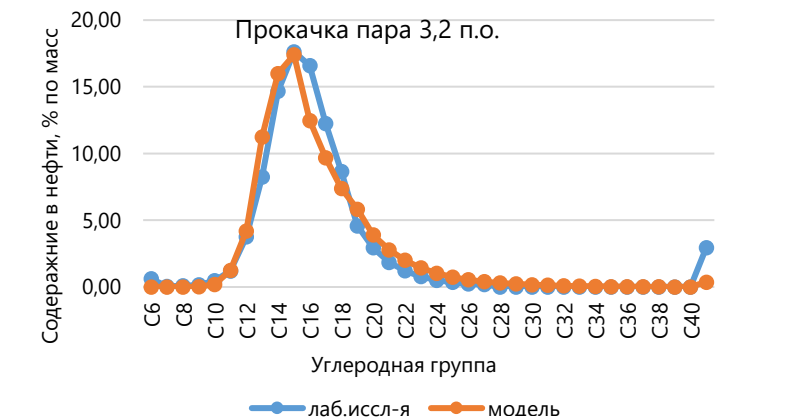
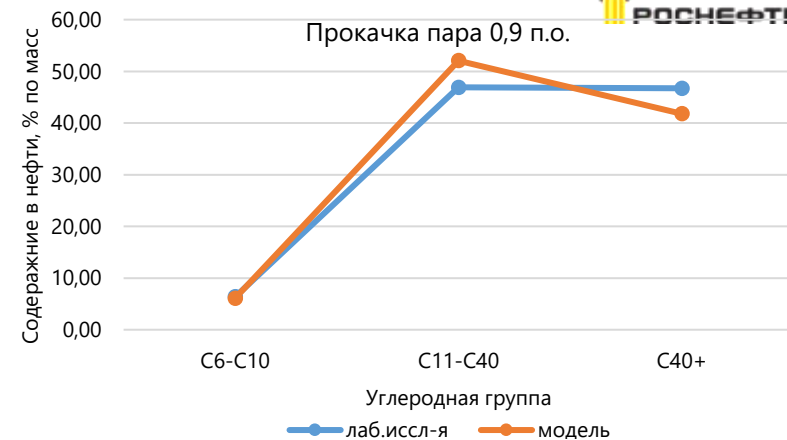
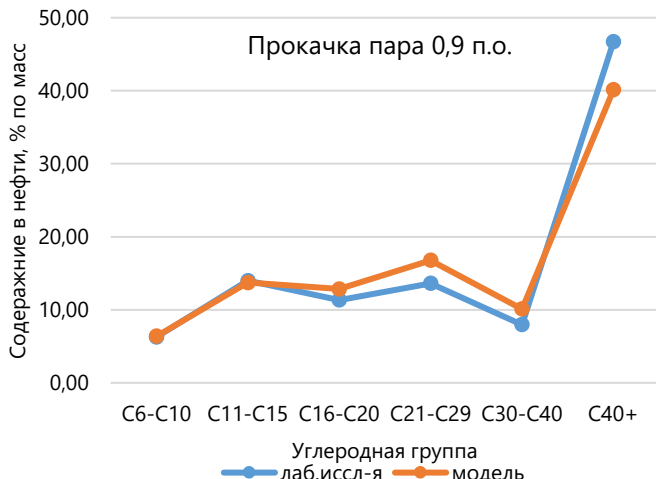
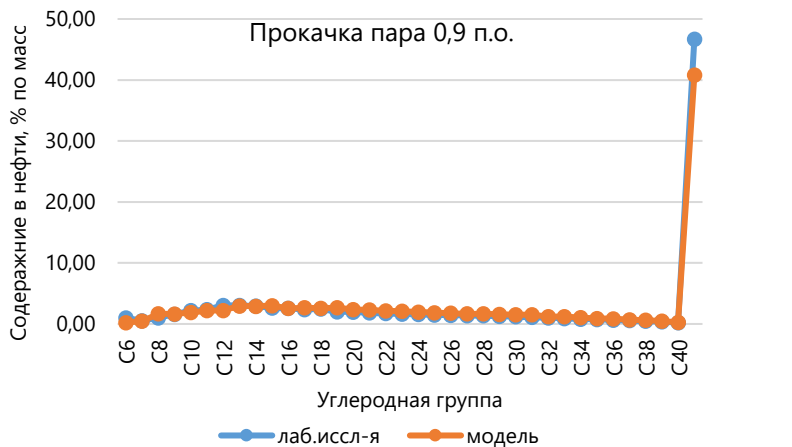
Композиционная модель №1 (41 компонент)



Композиционная модель №3 (3 псевдокомпонента)



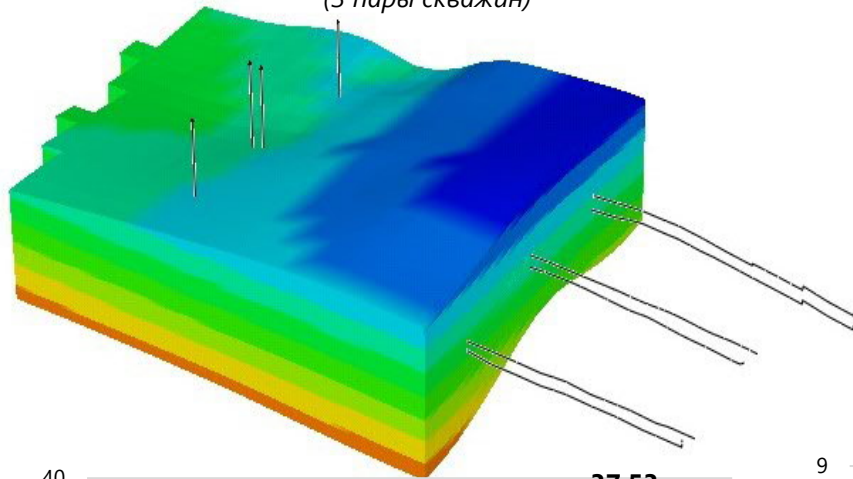
Результаты адаптации модели



Расчеты на адресной гидродинамической модели

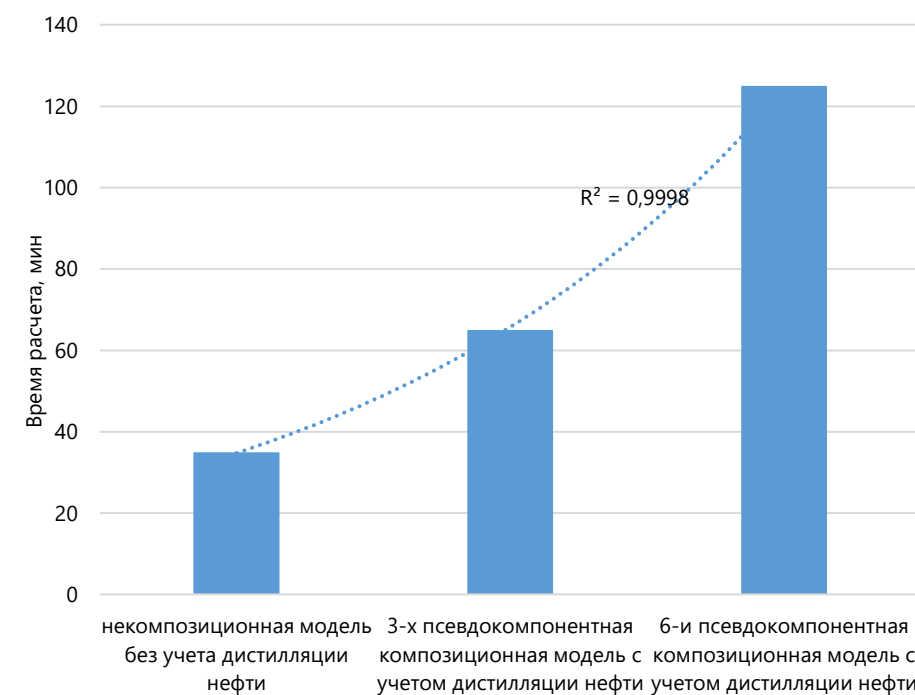
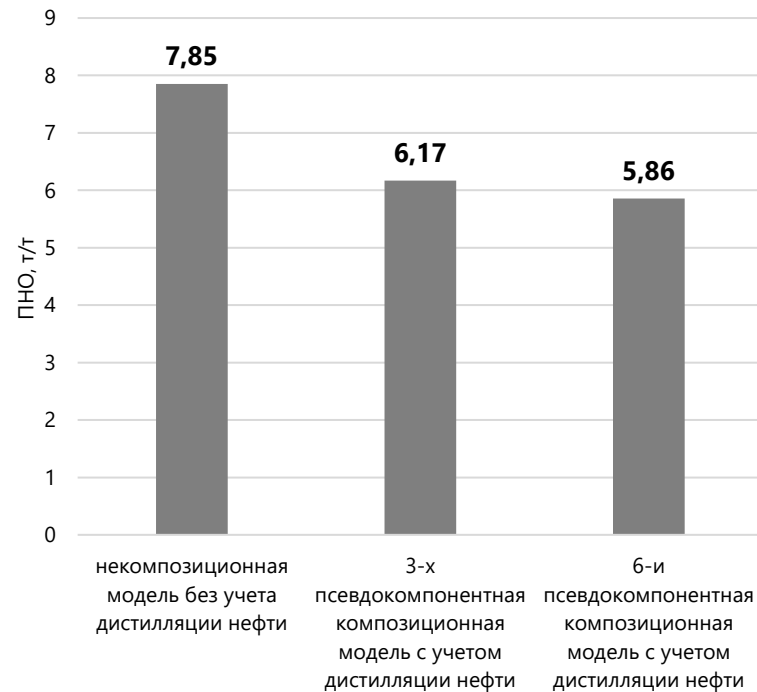
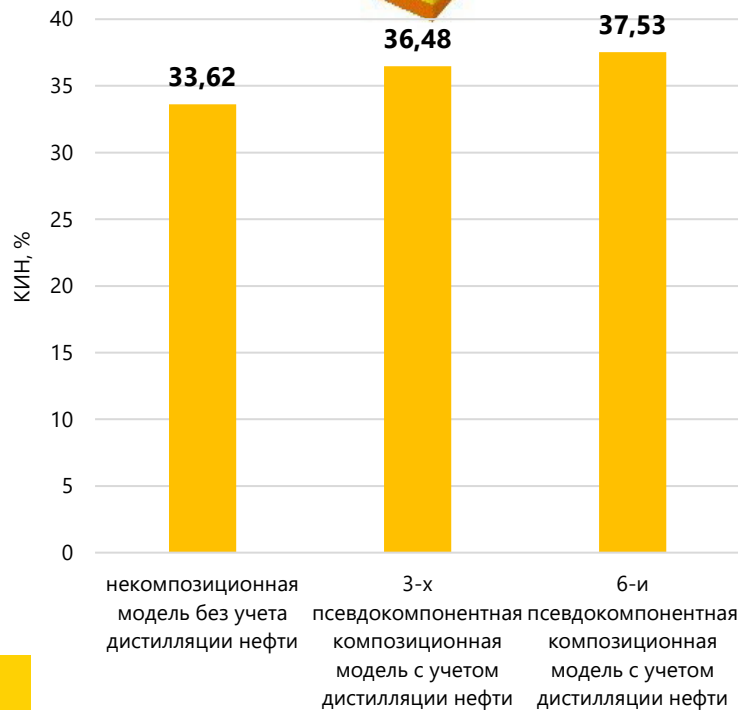


Модель сектора пласта с размещенными скважинами SAGD
(3 пары скважин)



Варианты моделирования			
Композиционная модель №1 (41 компонент)	Композиционная модель №2 (6 псевдокомпонентов)	Композиционная модель №3 (3 псевдокомпонента)	Некомпозиционная PVT модель (однокомпонентная)
Настроенные PVT-модели на лабораторные исследования с учетом изменения компонентного состава нефти			Без учета изменения компонентного состава нефти

41 компонентная модель не досчиталась! время расчета → ∞



- Выполнен обзор научно-технических публикаций по композиционному моделированию тяжелой нефти;
- Выполнен анализ проведенных лабораторных исследований по вытеснению нефти паром на насыпной модели пласта при температуре 220 °С с последующим хроматографическим анализом состава нефти. Выявлено изменение компонентного состава нефти при различной прокачке порового объема керна;
- Создана композиционная модель нефти в специализированном программном продукте. Произведена адаптация численной модели на результаты лабораторного эксперимента с настройкой констант фазового равновесия. Результаты расчетов свидетельствуют о качественной адаптации PVT-модели;
- Проведены численные расчеты на адресной гидродинамической модели объекта месторождения сверхвязкой нефти с использованием разработанной композиционной модели. Выявлено увеличение коэффициента извлечения нефти и снижение паронефтяного отношения при использовании композиционных моделей, учитывающих процесс дистилляции нефти паром по сравнению с однокомпонентной некомпозиционной моделью нефти. Однако при этом наблюдается увеличение время расчета по экспоненциальной зависимости.
- В дальнейшем верификация гидродинамической модели будет осуществляться после запуска месторождения по технологии SAGD



РОСНЕФТЬ

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!



РОСНЕФТЬ

ООО «СамараНИПИнефть»

443010, г.Самара, ул. Вилоновская 18, email: snipioil@samnipi.rosneft.ru, тел. 846-205-86-00

По всем возникающим вопросам просьба обращаться:
Терентьев Алексей Алексеевич, TerentevAA1@samnipi.rosneft.ru, +79121217685