



Моделирование фильтрации трехфазной многокомпонентной смеси в пористой среде

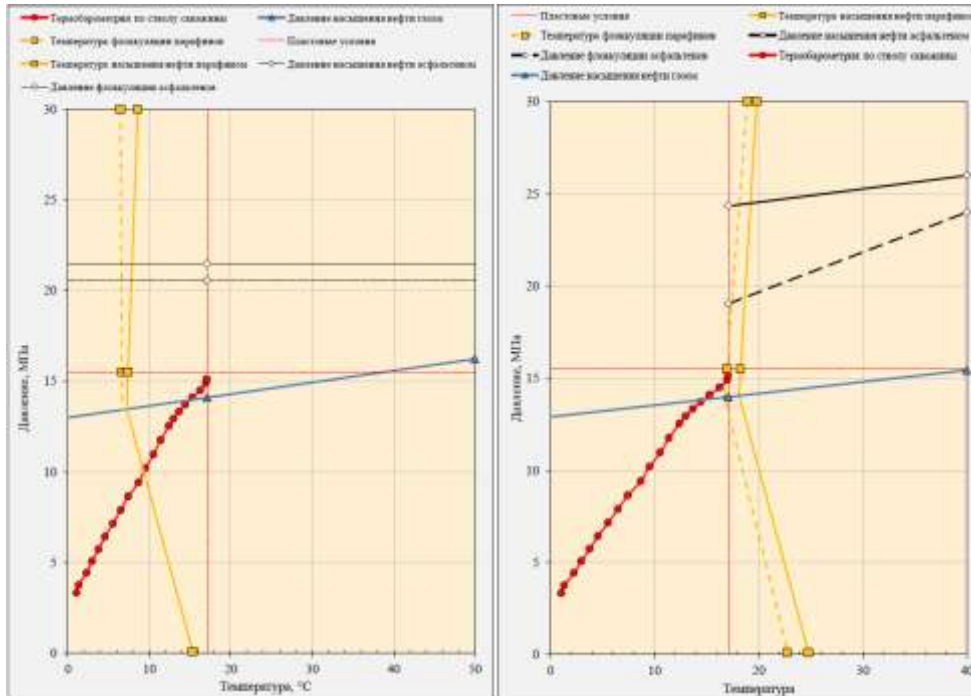
Кузнецов Сергей Викторович

Руководитель направления отдела научно-методического сопровождения разработки
Научно-технический центр «Газпром нефти»

г. Уфа, 15-16.05.2018 г.



Актуальность исследования



- Объем запасов нефти с высокой вязкостью составляет 47.5 % от общего объема запасов нефти в мире;
- С каждым годом увеличивается доля добычи тяжелых нефтей, обогащенных высокоплавкими парафиновыми углеводородами и смолисто-асфальтовыми веществами (САВ);
- При добыче высоковязких нефтей, особенно в холодных климатических условиях, возникают серьезные проблемы, связанные с выпадением АСПО, которые снижают эффективность разработки месторождения;
- В общеизвестных методиках основными теплофизическими процессами при фильтрации высоковязких нефтей пренебрегают. Однако, как показывает практика, влияние температурного поля на продуктивность является достаточно весомым;
- В практике ГПН встречаются месторождения, где после непродолжительной отработки разведочных скважин на небольших депрессиях отмечено полное перекрытие НКТ асфальтосмолопарафиновыми пробками.

Цели и задачи исследования

Цель работы:

- Изучить влияние технологических режимов работы скважин на процесс снижения общей продуктивности, обусловленный кристаллизацией АСПО при наличии в потоке трехфазной смеси и процесса разгазирования.

Основные задачи исследования:

- Исследовать влияние факторов времени, температуры, давления на процесс формирования АСПО.
- Изучить и смоделировать изменение фазового состава и физико-химических свойств пластовой нефти при фильтрации к стволу скважины.
- Создать математическую модель расчета фазового равновесия в призабойной зоне пласта и определить основные параметры, влияющие на фазовое равновесие.
- Создать математическую модель фильтрации высоковязкой нефти с учетом разгазирования.
- Определить наиболее эффективную последовательность смены режимов эксплуатации добывающих горизонтальных скважин при ВНР.

Классификация имеющихся методик расчета

Кристаллизация АСПО

Диффузионный механизм

- Движущая сила – **разность температур** между стенкой оборудования и потоком флюида.
- В основе лежит трехстадийная схема:
 1. возникновение зародышей
 2. рост кристаллов
 3. отложение на охлажденную стенку
- Применим при расчетах в НКТ и подземного оборудования.
- Интенсивность фазовых переходов

$$\left\| K = \frac{\rho_l^0 D Sh}{2R} \left(\frac{\partial k_{wl(s)e}}{\partial T_{\sigma}} \right)_{T_e} \right\|$$

Кристаллизация из перенасыщенного раствора

- Движущая сила – **пересыщенность раствора**.
- Применим при расчетах в пласте.
- В основе лежит теория термодинамического равновесия фаз:
 1. Существует локальное термодинамическое равновесие фаз.
 2. Равновесие в фазах устанавливается мгновенно.
 3. Влияние диффузионной составляющей определяется числом Шмидта

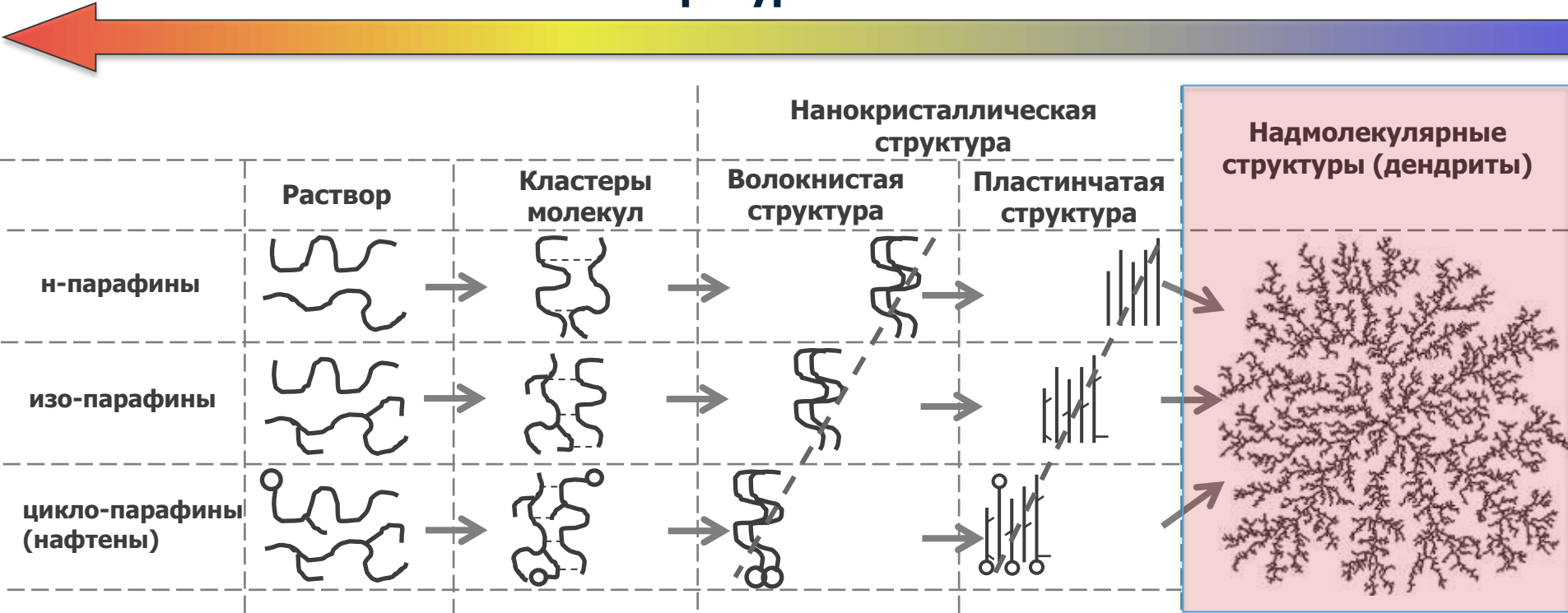
$$Sc = \frac{v}{D}$$

- Для нефти $Sc > 1000$, для газа $Sc = 1-5$;
- Интенсивность фазовых переходов:

$$K \sim v \cdot \Delta T \cdot \Delta P$$

Механизм кристаллизации АСПО

Температура



- Основное допущение модели: кристаллы парафина не переносятся в поровой среде.
- В рассматриваемой задаче нет необходимости учитывать процесс образования надмолекулярных структур, т.к. не учитываются градиент концентраций.
- Данный процесс необходимо учитывать в задачах, связанных с трубопроводным транспортом и парафинизацией промышленного оборудования.

Модель кристаллизации высокомолекулярных компонентов нефти

1) Определение формы потери подвижности:

➤ Вязкое застывание

Система условно теряет свою подвижность в результате возрастания вязкости каждого компонента.

➤ Структурное застывание

Система становится неподвижной в результате повышения концентрации образующейся дисперсной фазы и усиления связи между ее частицами.

2) Выделение двух аллотропных форм кристаллов при структурном застывании:

➤ Волокнистая модификация

устойчивая при повышенных температурах
характеризует температуру аллотропного превращения T^t

Для нечетных $7 \leq C_n \leq 50$

$$T_i^t = 0.0039 \cdot C_n^3 - 0.425 \cdot C_n^2 + 17.28 \cdot C_n + 93.1$$
$$\Delta H_i^t = 39805 - 6180.1 \cdot C_n + 347.9 \cdot C_n^2 - 4.96 \cdot C_n^3$$

Для четных $6 \leq C_n \leq 50$

$$T_i^t = 0.0032 \cdot C_n^3 - 0.325 \cdot C_n^2 + 12.78 \cdot C_n + 157.2$$
$$\Delta H_i^t = 44019.6 - 6181.7 \cdot C_n + 348.7 \cdot C_n^2 - 4.96 \cdot C_n^3$$

➤ Пластинчатая модификация

устойчивая при пониженных температурах
характеризует температуру плавления T^f

Для $M_i \leq 450$ г/моль

Для $M_i > 450$ г/моль

$$T_i^f = 374.5 + 0.02617 \cdot M_i - 20172/M_i \quad T_i^f = 411.4 - 32326/M_i$$

Для четных $8 \leq C_n < 22$

$$\Delta H_i^f = 0.8064 \cdot M_i \cdot T_i^f$$

Для нечетных $7 < C_n < 21$

$$\Delta H_i^f = 0.5754 \cdot M_i \cdot T_i^f$$

Для $21 \leq C_n < 38$

$$\Delta H_i^f = 0.4998 \cdot M_i \cdot T_i^f$$

Для $C_n > 38$

$$\Delta H_i^f = 0.6741 \cdot M_i \cdot T_i^f$$

Разность между температурами плавления и температурой перехода составляет 3-12°C.

* - Корреляции взяты из работ ученых Middle East Technical University, Ankara, Turkey (1996-2014 гг.)

Зона применимости $T - 265 - 320$ К, $P - 1 - 15$ Мпа.

Система уравнений

Уравнение неразрывности для каждой фазы:

$$\frac{\partial}{\partial t}(m(S_p) \cdot S_g \cdot \rho_g) + \operatorname{div}(v_g \cdot \rho_g) = 0$$

– для газовой фазы;

$$\frac{\partial}{\partial t}(m(S_p) \cdot S_o \cdot \rho_o) + \operatorname{div}(v_o \cdot \rho_o) = 0$$

– для нефтяной фазы;

$$\frac{\partial}{\partial t}(m(S_p) \cdot S_p \cdot \rho_p) = 0 \quad v_p = 0$$

– для парафиновой фазы;

Замыкающие уравнения:

$$S_g + S_o + S_p = 1$$

Плотность для газа:

Плотность для нефти:

Плотность для парафина:

$$\rho_g = \frac{P \cdot (\sum_{k=1}^{n_k} C_{g,k} \cdot M_k)}{RT \cdot (\sum_{k=1}^{n_k} Z_{g,k} \cdot M_k)}$$

$$\rho_o = \rho_{o,l} [1 + \beta_2(P - P_0) - \alpha_2(T - T_0)]$$

$$\rho_p = \sum_{k=1}^{n_k} C_{p,k} \cdot \rho_k$$

$$\rho_{o,l} = \sum_{k=1}^{n_k} C_{o,k} \cdot \rho_k$$

Эффективная динамическая пористость:

Уравнения концентрации от давления и температуры:

$$m(S_p) = m \cdot (1 - S_p)$$

$$C_{g,k} = f(P, T); \quad C_{o,k} = f(P, T); \quad C_{p,k} = f(P, T);$$

$$\sum_{k=1}^{n_k} C_{g,k} = 1;$$

$$\sum_{k=1}^{n_k} C_{o,k} = 1;$$

$$\sum_{k=1}^{n_k} C_{p,k} = 1;$$

Система уравнений

Закон Дарси для для каждой фазы:

$$v_g = - \frac{k \cdot K_g(S_2)}{\mu_g} \cdot \frac{\partial P}{\partial x}$$

– для газовой фазы;

$$v_o = - \frac{k \cdot K_o(S_2)}{\mu_o} \cdot \frac{\partial P}{\partial x}$$

– для нефтяной фазы;

$$v_p = 0$$

– для парафиновой фазы;

Замыкающие уравнения:

$$k = k_{\text{нач}} m(S_p)^3 / (1 - m(S_p))^2 \quad \text{– Формула Козени;}$$

Функция ОФП для газа:

$$K_g(S_2) = K_{g\max} \left((S_g - S_{gcr}) / (S_{ogcr} - S_{gcr}) \right)^2 \quad \text{– Модель Стоуна;}$$

Функция ОФП для нефти:

$$K_o(S_2) = K_{o\max} \left((S_{ogcr} - S_g) / (S_{ogcr} - S_{gcr}) \right)^4 \quad \text{– Модель Стоуна;}$$

$$K_{g\max} = 1 \quad K_{o\max} = 0.8 \quad \text{– Эффект Клинкенберга;}$$

Вязкость газа:

$$\ln \mu_g = \sum_{k=1}^{n_k} C_{g,k} \cdot \ln \mu_k$$

Вязкость нефти:

$$\ln \mu_o = \sum_{k=1}^{n_k} C_{o,k} \cdot \ln \mu_k$$

Система уравнений

Закон сохранения энергии:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left[(1 - m(S_p)) \cdot \rho_0 \cdot c_0 \cdot T + m(S_p) \cdot [\rho_g \cdot S_g \cdot c_g \cdot T + \rho_o \cdot S_o \cdot (c_o \cdot T + L_{l,g} + L_{l,s}) + \rho_p \cdot S_p \cdot c_p \cdot T] \right] + \\ & + \frac{\partial}{\partial x} \left[m(S_p) \cdot [\rho_g \cdot S_g \cdot c_g \cdot T \cdot \vec{v}_g + \rho_o \cdot S_o \cdot c_o \cdot T \cdot \vec{v}_o + \rho_o \cdot S_o \cdot \vec{v}_o (L_{l,g} + L_{l,s})] \right] + \\ & + m(S_p) \cdot \rho_g \cdot S_g \cdot c_g \cdot \vec{v}_g \cdot \varepsilon_g \cdot \frac{\partial P}{\partial x} + m(S_p) \cdot \rho_o \cdot S_o \cdot c_o \cdot \vec{v}_o \cdot \varepsilon_o \cdot \frac{\partial P}{\partial x} = 0 \end{aligned}$$

Теплоемкость для газа:

$$c_g = \sum_{k=1}^{n_k} c_{g,k} \cdot C_{g,k}$$

Теплота разгазирования:

$$L_{l,g} = \sum_{k=1}^{n_k} L_{l,g,k} \cdot C_{o,k}$$

**Коэффициент Джоуля-Томсона
для газа:**

$$\varepsilon_g = \sum_{k=1}^{n_k} \varepsilon_k \cdot C_{g,k}$$

Теплоемкость для нефти:

$$c_o = \sum_{k=1}^{n_k} c_{o,k} \cdot C_{o,k}$$

Теплота кристаллизации:

$$L_{o,s} = \sum_{k=1}^{n_k} L_{l,s,k} \cdot C_{o,k}$$

**Коэффициент Джоуля-Томсона
для нефти:**

$$\varepsilon_o = \sum_{k=1}^{n_k} \varepsilon_k \cdot C_{o,k}$$

Теплоемкость для парафина:

$$c_p = \sum_{k=1}^{n_k} c_{p,k} \cdot C_{p,k}$$

**Уравнения концентрации
от давления и температуры:**

$$C_{g,k} = f(P, T); \quad \sum_{k=1}^{n_k} C_{o,k} = 1;$$

$$C_{o,k} = f(P, T); \quad \sum_{k=1}^{n_k} C_{p,k} = 1;$$

$$C_{p,k} = f(P, T); \quad \sum_{k=1}^{n_k} C_{g,k} = 1;$$

Расчет фазового равновесия

Система «газ-нефть»:

Обобщенное кубическое уравнение состояния (Брусиловский А.И. Зона применимости до 40 МПа и 200°C)

$$z^3 + (C + D - B - 1)z^2 + (A - BC + CD - BD - D - C)z - (BCD + CD + AB) = 0$$

Уравнения фазовых концентраций компонентов смеси

$$x_i = \frac{z_i}{V(K_i - 1) + 1} \quad y_i = \frac{z_i K_i}{V(K_i - 1) + 1}$$

Константа фазового равновесия

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = \frac{f_i^{(2)}(T, p^{(2)}, x_1^{(2)}, x_2^{(2)}, \dots, x_N^{(2)})}{f_i^{(1)}(T, p^{(1)}, x_1^{(1)}, x_2^{(1)}, \dots, x_N^{(1)})}$$

$f_i^{(n)}$ – коэффициент летучести i-того компонента в n-ом состоянии;

y_i – мольная доля i-того компонента в газообразной фазе;

x_i – мольная доля i-того компонента в жидкой фазе;

L – доля жидкой фазы в смеси;

V – доля газовой фазы в смеси;

Система «нефть-парафин»:

Константа фазового равновесия (METU)

$$K_i = \frac{S_i}{X_i} = \frac{\gamma_i^L}{\gamma_i^S} \left(\frac{f_i^L}{f_i^S} \right) \exp \left[\int_0^P \frac{\Delta V_i}{RT} dP \right]$$

Отношение фугитивностей:

$$\ln \left(\frac{f_i^{oL}}{f_i^{oS}} \right) = \frac{\Delta h_i^f}{RT} \left[1 - \frac{T}{T_i^f} \right] + \frac{\Delta h_i^t}{RT} \left[1 - \frac{T}{T_i^t} \right] + \frac{\Delta C_{pi}}{R} \left[1 - \frac{T_i^f}{T} + \ln \frac{T_i^f}{T} \right]$$

Коэффициенты активности

$$\ln \gamma_i^L = \frac{V_i}{RT} (\delta_m - \delta_i)^2 + \ln \frac{\varphi_i}{x_i} + 1 - \varphi_i - \sum_{k=1}^N \frac{v_i}{v_k} \varphi_k$$

δ_i - параметр растворимости

φ_i - объемная доля, для каждой i-той компоненты в жидкой фазе

$$\delta_i^S = 8.50 + 5.763(\ln C_N - \ln 7)$$

$$\delta_i^L = 7.41 + 0.5914(\ln C_N - \ln 7)$$

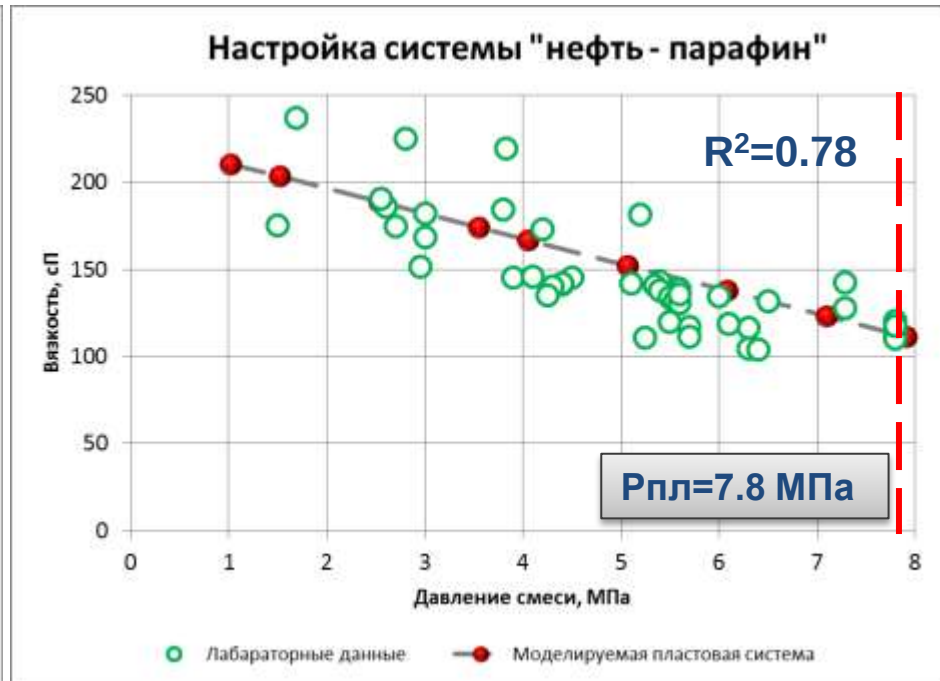
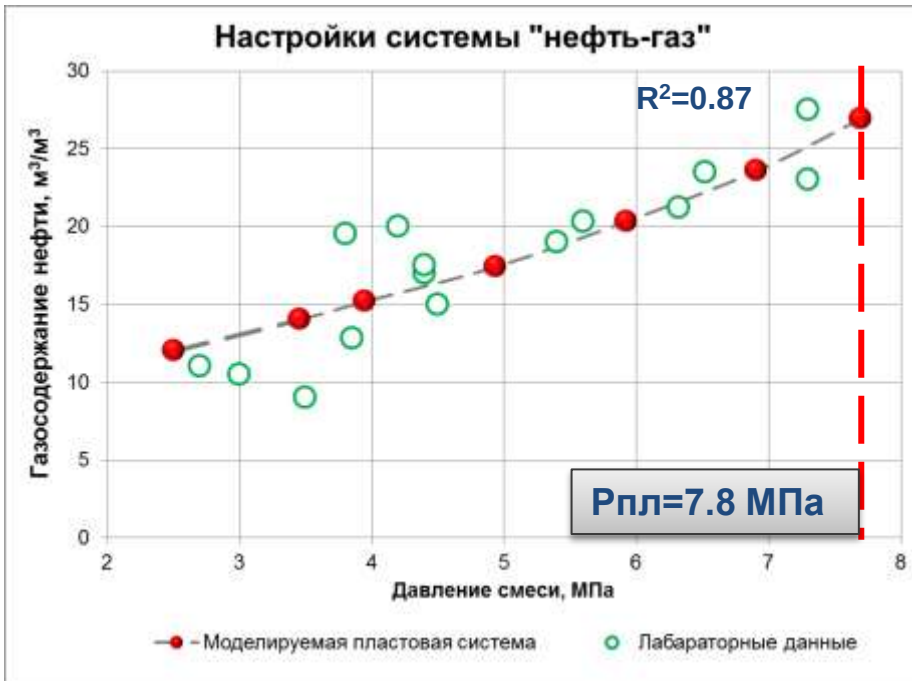
$$\varphi_i = \frac{x_i \cdot v_i}{V_m}$$

* - Корреляции взяты из работ ученых Middle East Technical University, Ankara, Turkey (1996-2014 гг.)

Зона применимости T – 265 – 320 K, P – 1 – 15 Мпа.

Результат настройки модели на фактические данные

Сравнение с результатами лабораторных исследований*



$T_{пл}=16^{\circ}\text{C}$
 $P_{пл}=78 \text{ атм.}$

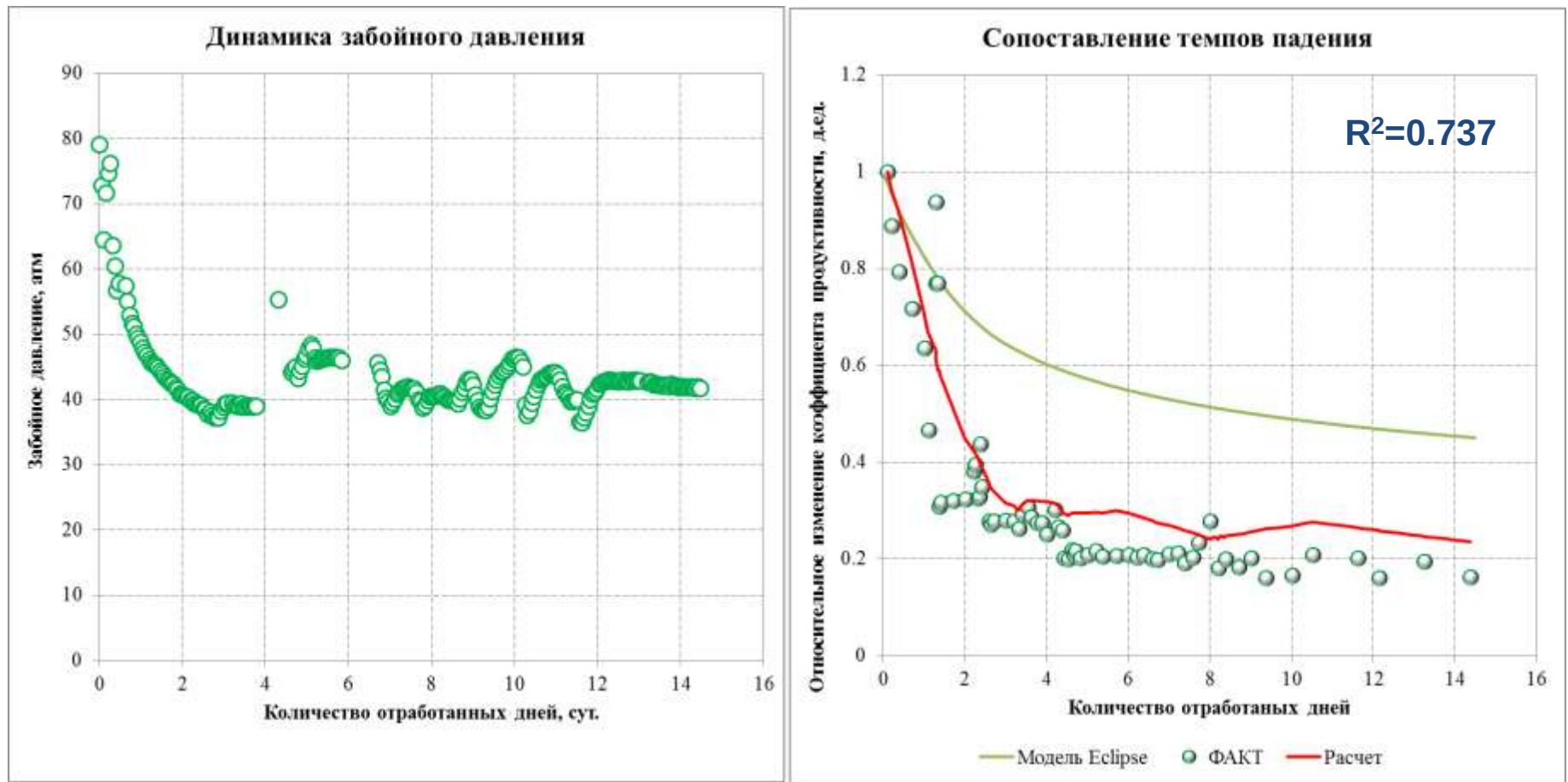
$R_s(\text{п.у.})=27 \text{ м}^3/\text{м}^3$
 $\mu(\text{п.у.})=111 \text{ сП.}$

$\rho(\text{п.у.})=921 \text{ кг/м}^3$

- Созданная математическая модель хорошо коррелирует с лабораторными данными.
- Модель фазового равновесия может быть применена для создания модели фильтрации в пористой среде.

* - Лабораторные данные взяты из отчета построения концептуальной PVT модели ГПН-НТЦ (2012 г.)

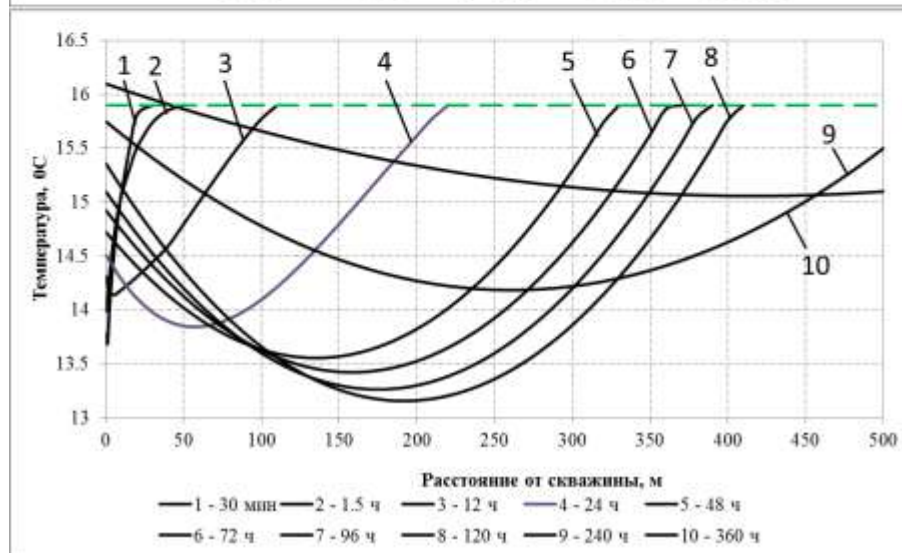
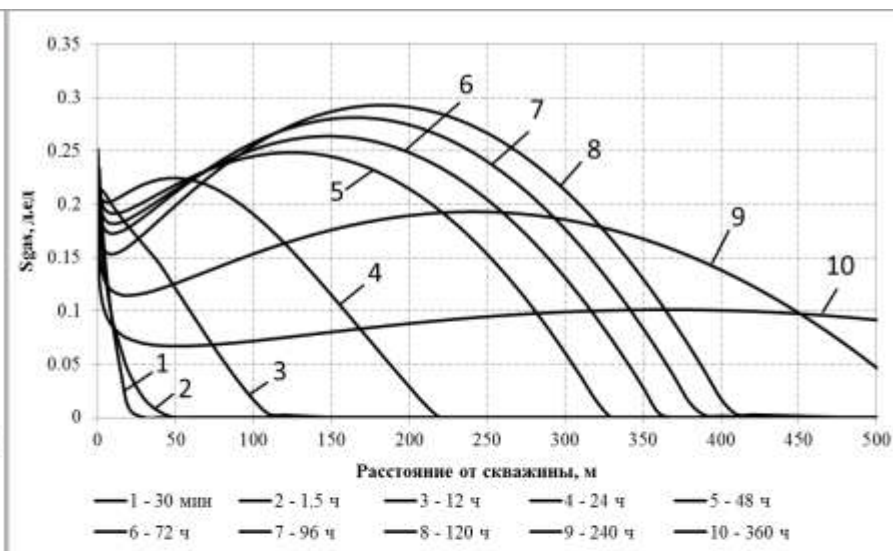
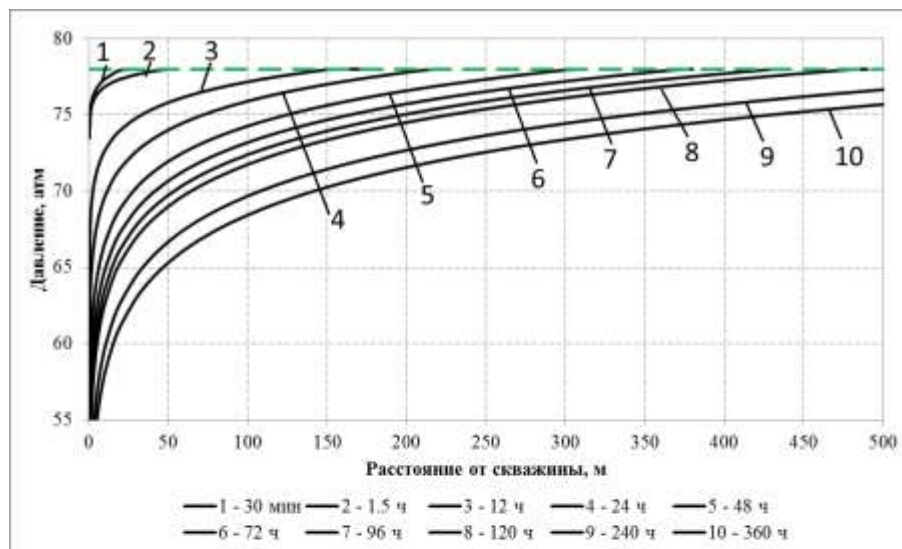
Сравнение модельных данных с фактическими результатами



- В модель задано изменении давления на забое скважины.
- Полученные результаты расчетов хорошо коррелируют с фактическими данными эксплуатации.
- Созданная модель фильтрации может быть использована для расчета эффективного режима вывода скважины на целевое забойное давление.

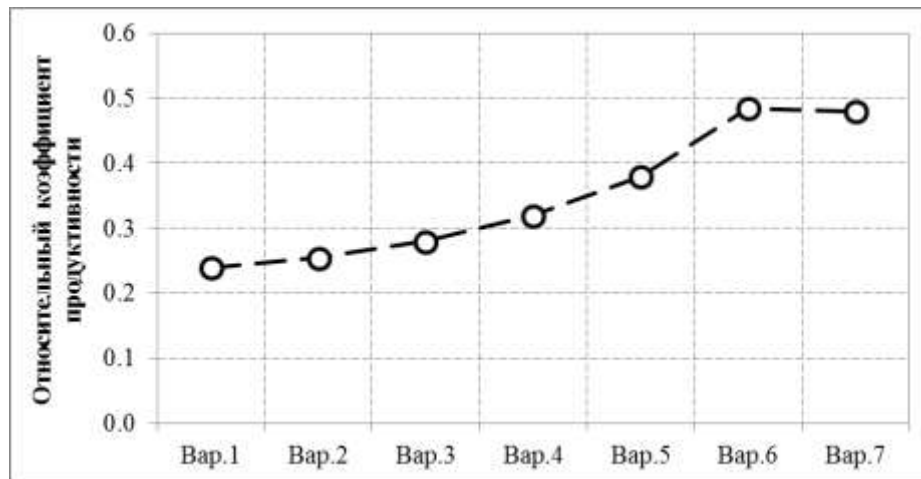
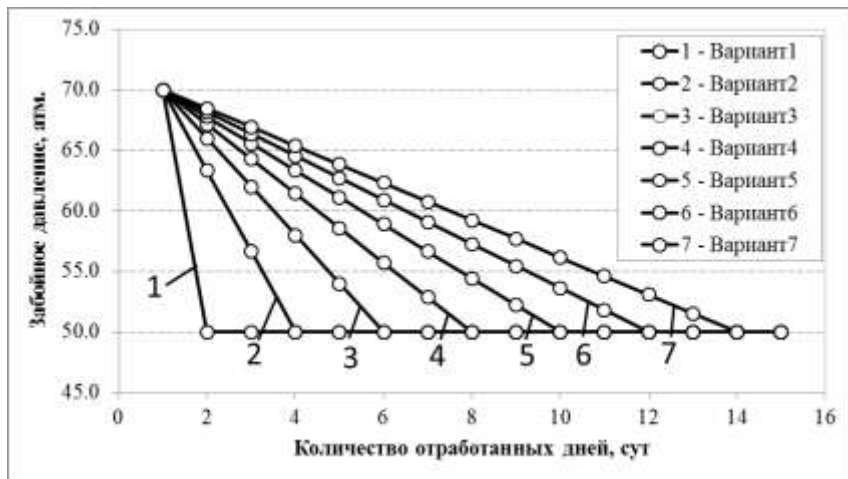
* - Фактические данные взяты из отчета ВНР скважины 14G ГПН-НТЦ (2015 г.)

Определение факторов влияющих на снижение продуктивности

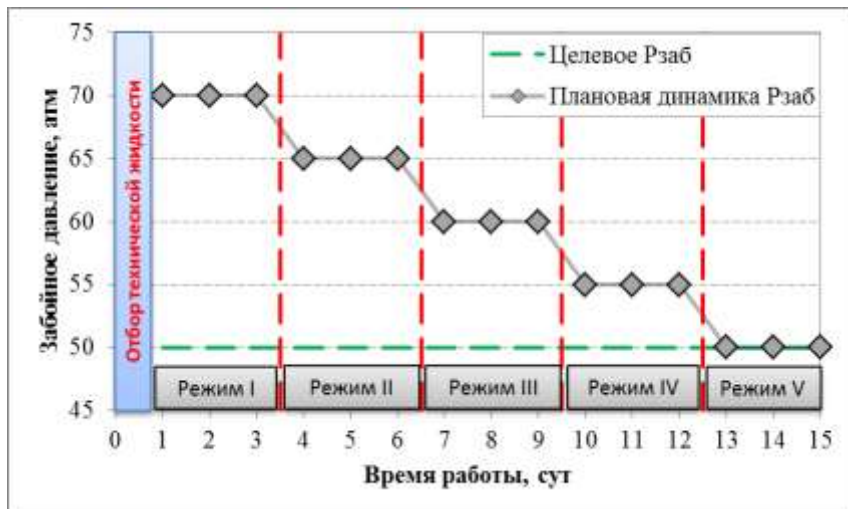


- При резком снижении забойного давления в первые 120 часов происходит снижение пластовой температуры за счет эффекта дросселирования выделившегося из нефти растворенного газа.
- По результатам расчетов определено, что основным фактором, влияющим на интенсивность кристаллизации парафинов, является снижение температуры, которое, в свою очередь, определяется процессом разгазирования (поглощение тепла за счет разгазирования и снижение температуры за счет эффекта Джоуля-Томсона).
- Таким образом, основным «движущим эффектом» снижения продуктивности скважины является процесс разгазирования.

Расчет оптимальной динамики Рзаб при ВНР



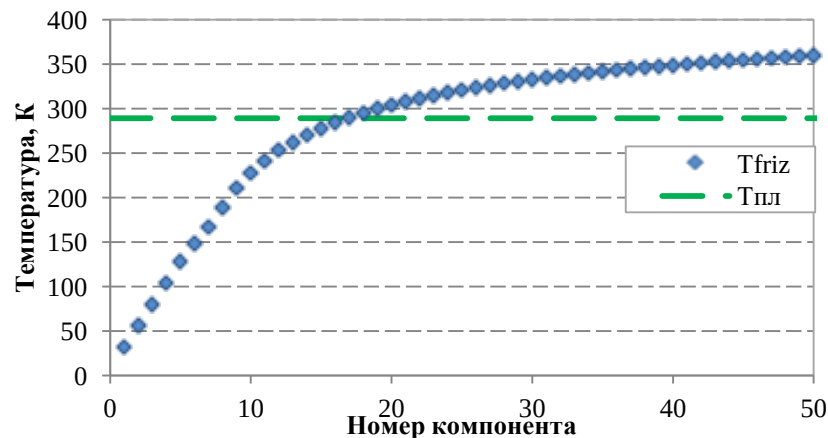
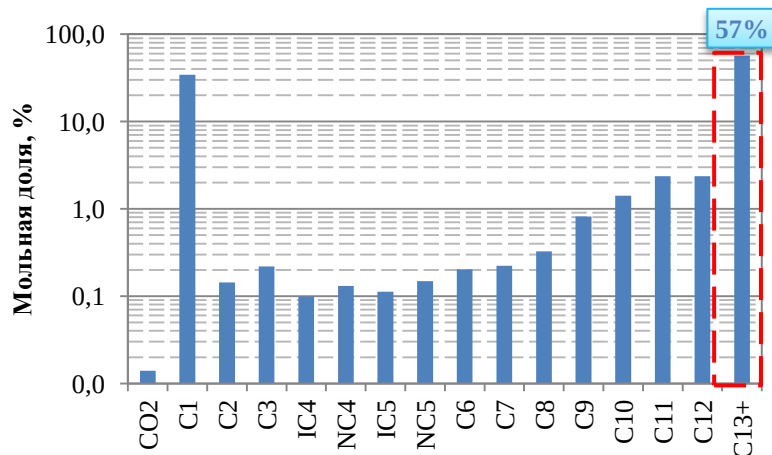
Рекомендуемая программа ВНР для средней скважины Пк₁₋₃ ВМЛУ



Режим	Мин. значение Рзаб, атм	Время режима, ч	Условие перехода на следующий режим
1	70	72	Изменения динамического уровня не более 10 метров м/у тремя замерами с интервалом 12 часов, значение дебита жидкости не ниже номинальной производительности насоса. Значение измеряемого КВЧ постоянно в течение 12 ч. и не более 150 мг/л. Минимальное время отработки - 3 сут.
2	65	72	
3	60	72	
4	55	72	
5	50	72	

Уточнение математической модели

1) Уточнение входных данных о компонентном составе пластового флюида.



- Компонентный состав определен до фракции C_{13+} . При этом доля данной фракции составляет 57%.
- Для определения условий и объемов кристаллизации высокомолекулярных компонентов нефти в пласте очень важно знать компонентный состав выше C_{13+} (парафины, смолы асфальтены, нафтены, церизины и т.д.), т.к. каждая группа имеет свои особенности кристаллизации.
- При пластовой температуре 16°C (289 K) чистые компоненты от C_{18} находятся в твердом состоянии.
- Существует вероятность того, что компонентный состав добываемого флюида и состав остаточной нефти существенно различаются.

На что это влияет?

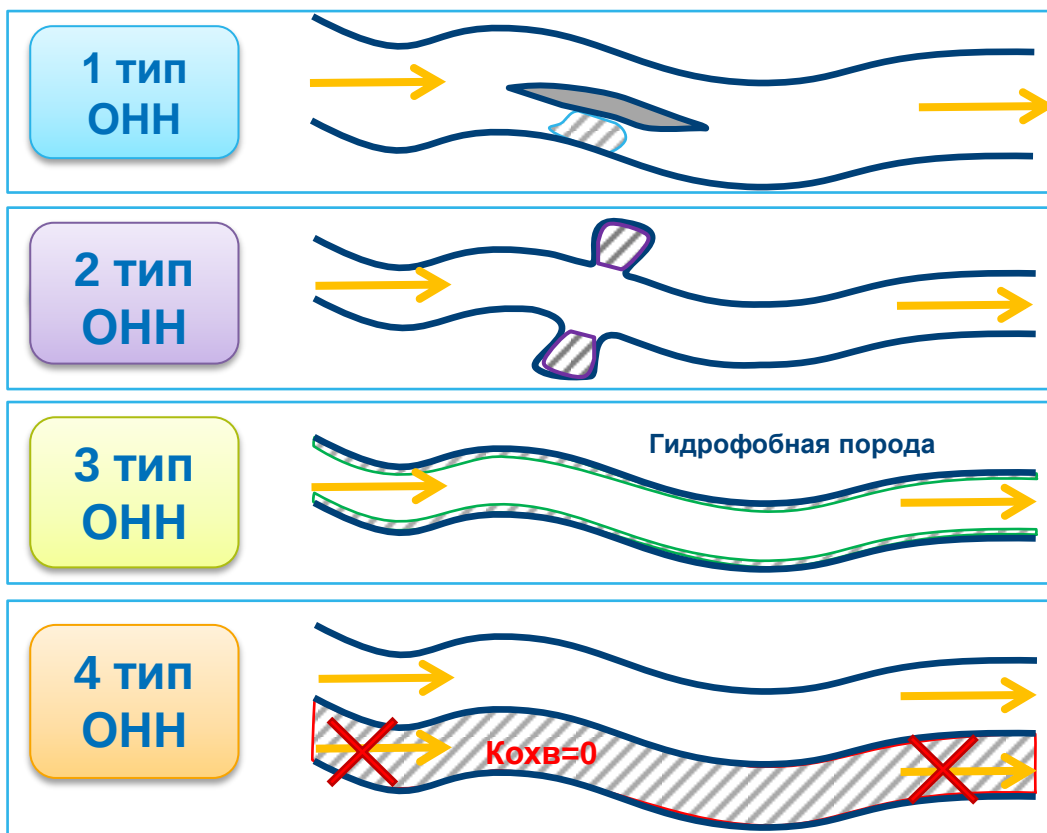
- 1) Подвижные запасы нефти (корректность определения $K_{\text{выт}}$, S_{or}).
- 2) Входные дебиты скважин, темпы падения на прогноз (корректность определения ОФП, концевые точки).
- 3) Перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи МУН (S_{or}).
- 4) А так же: корректность определения основных петрофизических параметров пласта (эффективная пористость, проницаемость), корректность определения основных геомеханических свойств пласта, корректность рок-физики (интерпретация динамических свойств по сейсмическим данным).

Уточнение математической модели

1) Уточнение компонентного состава добываемой и остаточной нефти

По механизму образования остаточная нефтенасыщенность подразделяется на 4 типа:

1. Капиллярно-защемленная остаточная нефтенасыщенность (образуется при движении фронта вытеснения).
2. Остаточное нефтенасыщение тупиковых пор и микронеоднородных зон.
3. Пленочная нефтенасыщенность (нефть удерживаемая силами сорбции на поверхности породы).
4. Остаточное нефтенасыщение при неустойчивом вытеснении (нефть, неохваченная процессом разработки (Кохв)).



Схематичное распределение компонентного состава



- 2 и 4 тип остаточной нефтенасыщенности имеют компонентный состав пластовой нефти.
- 1 и 3 тип остаточной нефтенасыщенности и имеют компонентный состав остаточной нефти.

Библиография:

- 1) Михайлов Н.Н. Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности. – М.: Наука, 1993. – 173 с.
- 2) Михайлов Н. Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов.- М.: Недра.- 1992.- 270 с.

Схематичное представление вытеснения высоковязких нефтей

АСПО образующиеся при фильтрации

Возможное влияние:

Применение МУН (новые технологии)

Остаточная нефтенасыщенность тяжелых нефтей
(формирование АСПО в пласте)

Возможное влияние:

Применение МУН (новые технологии)

Стандартная остаточная нефтенасыщенность
(для классических нефтей)

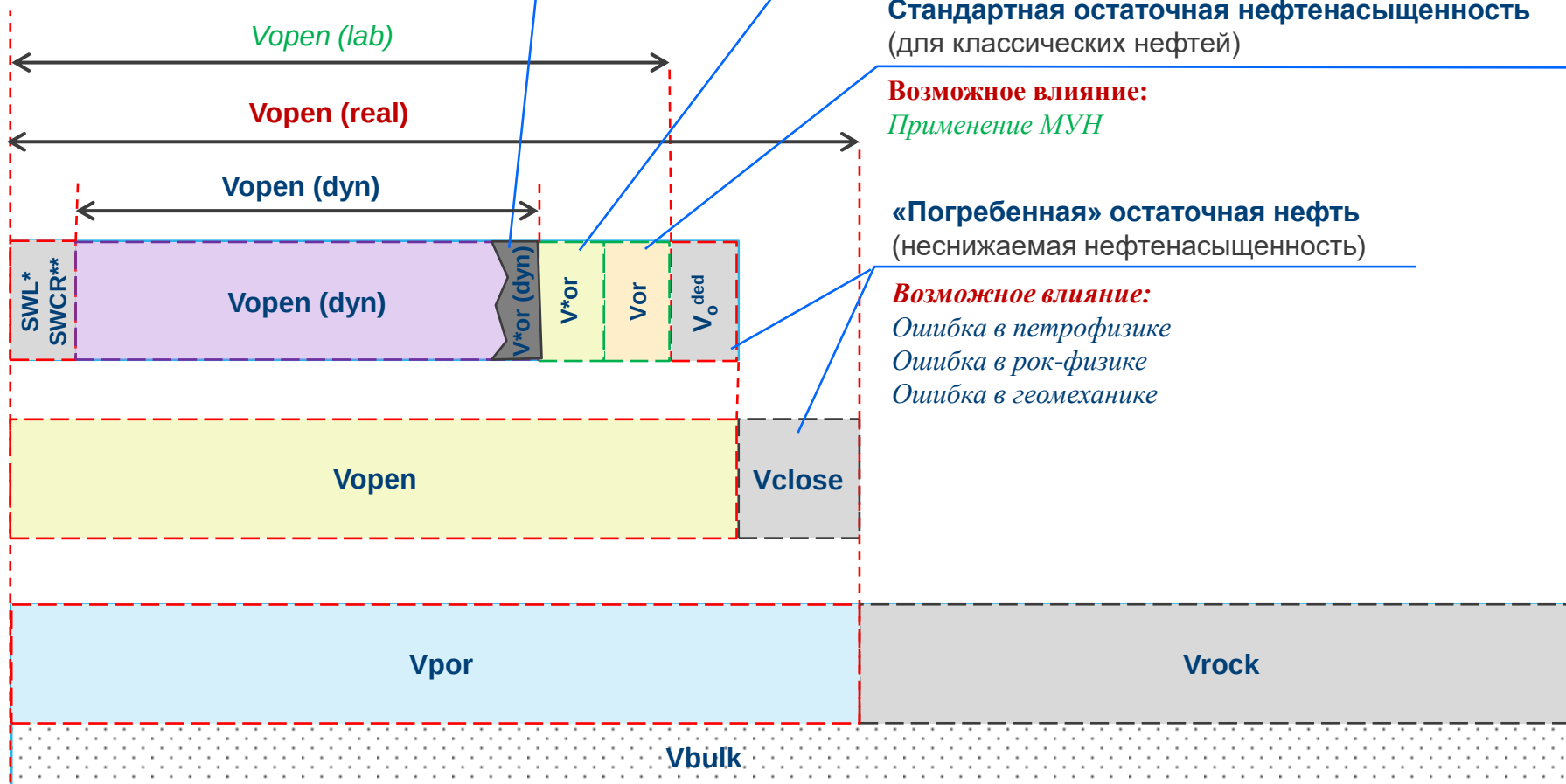
Возможное влияние:

Применение МУН

«Погребенная» остаточная нефть
(неснижаемая нефтенасыщенность)

Возможное влияние:

*Ошибка в петрофизике
Ошибка в рок-физике
Ошибка в геомеханике*



* SWL – water connate saturation (связанная водонасыщенность);

** $SWCR$ – critical water saturation (критическая водонасыщенность);

Дополнительные слайды

Внедрение результатов моделирования

Пояснение: В рамках обоснования программы ВНР выполнен и утверждена методика вывода скважин Восточно-Мессояхского месторождения на режим. В основу методики заложены результаты расчетов на созданной математической модели.

Elmwoodville, N.J.

Описание режимов и длительности (Puls=7кГц)

Режим	Условие	Длительность	Прочие условия	Условие перехода на следующий режим
Очистка	Раб не ниже: Низкокалорийные - 65 атм Высококалорийные - 70 атм	До стабилизации обонятельности	Среднего состояние Раб , минимально проб КВЧ	Стабилизация обонятельности 5-10%
1	Раб не ниже: Низкокалорийные - 60 атм Высококалорийные - 65 атм	На каждом режиме: Низкокалорийные 48 часов – плановое снижение Раб 12 часов – работа на постоянном Раб Высококалорийные 36 часов – плановое снижение Раб 12 часов – работа на постоянном Раб	Мониторинг проб КВЧ	Постоянное значение КВЧ на уровне каждые 12 часов
2	Раб не ниже: Низкокалорийные - 55 атм Высококалорийные - 60 атм*			
3	Раб не ниже: Низкокалорийные - 50 атм Высококалорийные - 55 атм*			
4	Раб не ниже: Высококалорийные - 50 атм*			

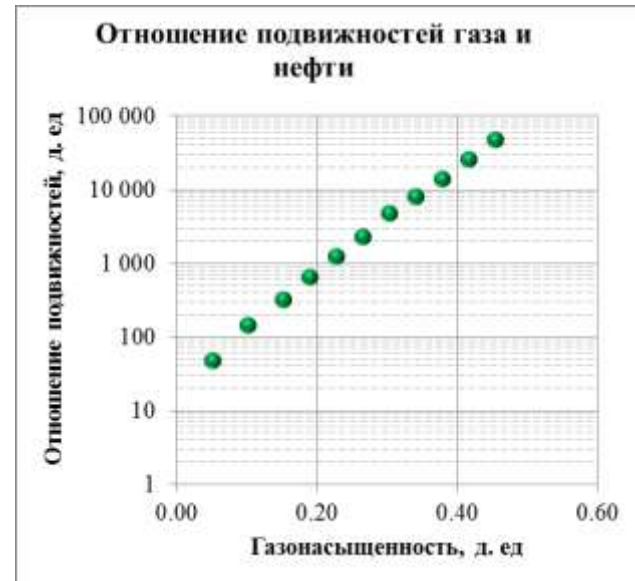
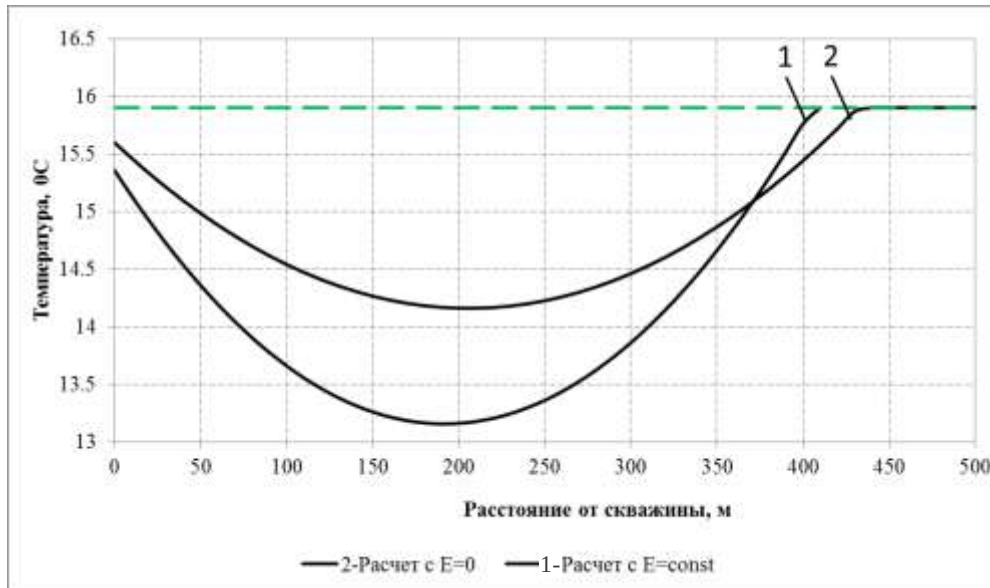
* при достижении целевого заданного давления дальнейшее снижение прекращается.

Примеры по скважинам



Вклад эффектов в конечный результат

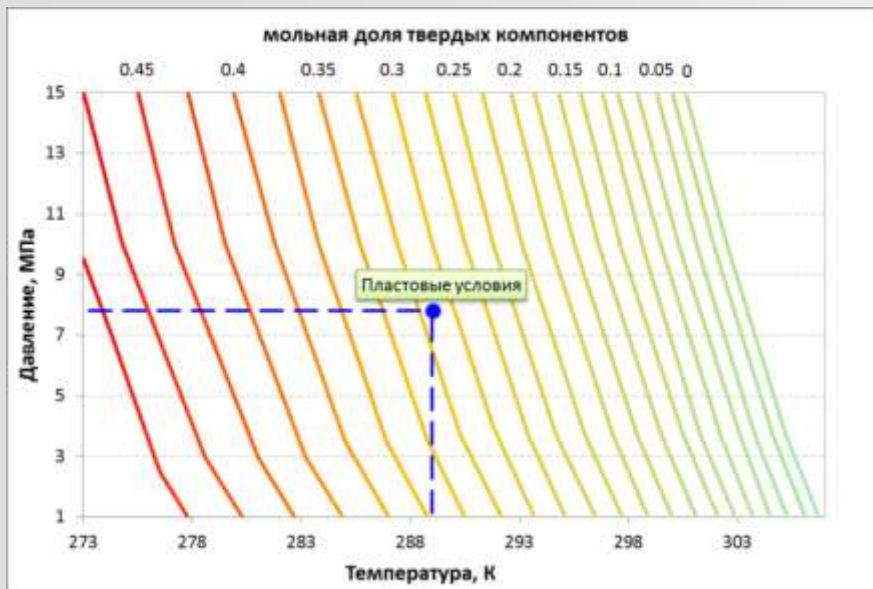
Пояснение: Оценить отдельно снижение температуры за счет эффекта Джоуля-Томсона и фазовых переходов возможно за счет имитационных расчетов.



По результатам имитационного моделирования выявлено преобладающее влияние эффекта разгазирования (около 60 %). Объяснение этому является низкое объемное отношение газа к нефти в пластовых условиях 1 м^3 нефти на $0,27 \text{ м}^3$ газа.

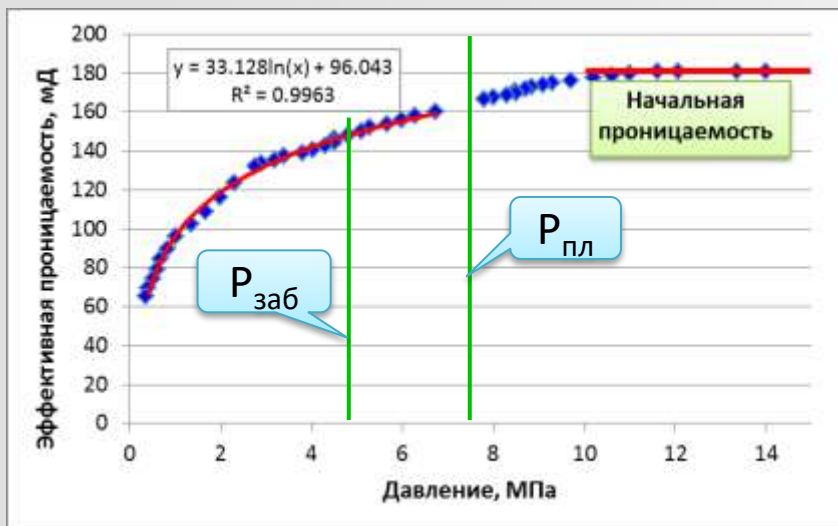
Обсуждение результатов

1) Процесс кристаллизации парафинов происходит не в точке температуры кристаллизации, а в некотором интервале Р и Т.



- Интервал области фазового перехода зависит от конкретного компонентного состава нефти (чем шире фракционный состав, тем обширнее область).
- Процесс потери текучести нефти происходит не при фактически измеренной температуре кристаллизации нефти в диапазоне температур от 305 до 278 К. При этом сначала процесс кристаллизации проходит в наиболее высокомолекулярных компонентах, затем компоненты кристаллизуются по мере уменьшения молекулярного веса.
- Изменение концентрации твердой фракции при постоянном пластовом давлении составляет 2% на 1°C, при постоянной пластовой температуре – 0.8% на 1 атм.
- При большем снижении давления влияние градиента давления становится более значительным (наклон линий изоконцентраций увеличивается), это объясняется большей разницей между удельными объемами твердой и жидкой фазы.

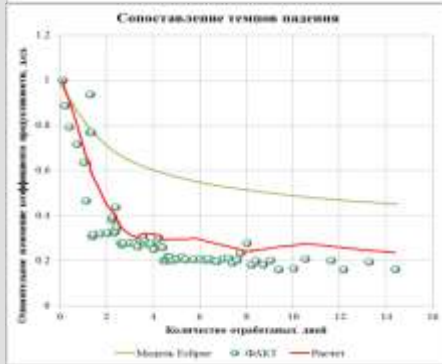
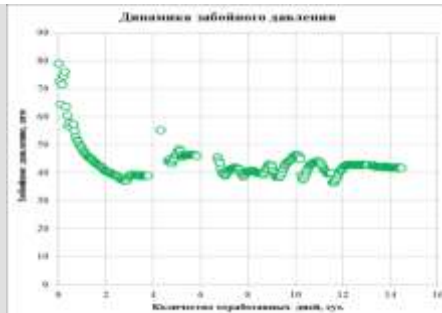
2) Установлено, что на изменение продуктивности скважины, в наибольшей степени, влияет изменение фазового равновесия в призабойной зоне пласта.



- По результатам моделирования скважины 14G определено, что в пределах рабочих депрессий эффективная проницаемость снижается на 10%, что объясняется кристаллизацией парафина и уменьшением динамической пористости.
- Поскольку 90 % изменение пластового давления происходит в 10% от радиуса дренирования, наибольший эффект от влияния кристаллизации будет прослеживаться в призабойной зоне пласта. Данный факт подтверждается результатами ГДИ.

➤ Расчетным путем определено, что при пластовых условиях 32% нефти находится в твердой фазе. Поскольку значение вязкости нефти в пластовых условиях интерполировано по лабораторным данным на температуру и пластовое давление, истинное значение пористости нужно скорректировать с учетом насыщения пор твердой фракцией парафина.

3) Установлено, что при резком снижении забойного давления происходит значительное падение индекса продуктивности



- При резком снижении давления происходит обширное разгазирование и увеличение скорости фильтрации.
- За счет эффекта Джоуля-Томсона происходит охлаждение фильтрационного потока.
- При охлаждении ускоряется процесс кристаллизации, и, как следствие, продуктивность скважины снижается.
- Таким образом, конечная продуктивность скважины зависит от темпа снижения забойного давления.

- Установлено, что процесс кристаллизации происходит при температурах значительно ниже температур плавления отдельных компонентов.
- Первой причиной этого является тот факт, что для перехода из одного фазового состояния в другое необходимо преодолеть энергетический барьер ΔF_A , т.е. для начала процесса кристаллизации необходимо получить пересыщенный раствор.
- Вторая причина – это наличие двух форм аллотропных форм кристаллов.

