



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»
(ООО «ТННЦ»)

Методические основы прямого расчета текущего охвата вытеснением с применением моделей нелинейной фильтрации

Костюченко С.В., д.т.н., старший эксперт
Черемисин Н.А., к.т.н., старший эксперт
Тополева А.В., специалист

Уфа, 16.05.2018г



Актуальность работы

Важнейшие вопросы разработки нефтегазовых месторождений:

1. Где локализованы текущие запасы нефти / газа ?
2. Способна ли реализованная система разработки обеспечить достижение проектного КИН?
3. Как модифицировать систему разработки и довыработать запасы?

Особая актуальность*:

- На поздних стадиях разработки месторождений
- При высоком обводнении скважин и при низких дебитах скважин по нефти
- При неэффективных или несбалансированных системах заводнения
- При разработке залежей с ТРИЗ, с высоковязкой нефтью ...

Могут ли цифровые модели дать ответ на эти вопросы?

* [Стратегия Компании РН до 2022 года]
[Стратегия развития проектов ТРИЗ и ВВН ОАО НК РН]
[Стратегия развития головного института по направлению “Наука в разведке и в добыче”]

Расчет охвата вытеснением в цифровых геолого-гидродинамических моделях



Цифровые модели:

1. Накапливают данные и знания:

- история работы скважин
- строение продуктивной толщи
- геолого-геофизические свойства пластов
- проведенные геолого-технологические мероприятия на скважинах
- результаты исследований скважин и межскважинных пространств: ГИС, ГДИС, гидропрослушивания, трассеры и др.

2. Рассчитывают уровни добычи для обоснования проектных решений

3. Результаты готовы для визуализации в виде карт и разрезов

Ограничения традиционных моделей:

Параметр	Традиционные модели и технологии	Цель
КИН	КИН слабо зависит от ПСС	КИН должен зависеть от ПСС и от системы разработки
Коэффициент охвата вытеснением (Кохв)	Кохв стремится к "1"	Необходим расчет текущего Кохв и его динамики
Локализация текущих запасов	Упрощенное решение	Необходимы карты: <ul style="list-style-type: none">• Невыработанных зон ("целиков нефти")• Охвата вытеснением текущих запасов нефти

Необходим расчет охвата вытеснением !



Коэффициент охвата вытеснением

Коэффициент охвата вытеснением:

отношение нефтенасыщенного объема продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему пласта в выбранном расчетном контуре [Нефтегазопромысловая геология. Терминологический справочник.1983]

Особое значение коэффициента охвата:

1. Входит в формулу: $KИН = K_{выт} * E_v$
2. Может количественно характеризовать эффективность разработки:
 - текущее состояние и динамику
 - варианты разработки и ГТМ
 - системы разработки разных объектов
3. Позволяет строить карты охвата текущих запасов:
 - Карты невыработанных зон
 - Карты запасов, охваченных и неохваченных вытеснением

Традиционный (обратный) расчет коэффициента охвата:

$$E_v^{end} = \frac{KИН}{K_{выт}} = \frac{Q_{доб}}{Q_{зап}} \cdot \frac{1}{K_{выт}}$$

E - коэффициент охвата вытеснением
 $Q_{доб}$ - добытая нефть расчетная
 $K_{выт}$ - коэффициент вытеснения
 $Q_{зап}$ - геологические запасы нефти

Ограничения традиционного E_v^{end} :

1. Характеризует систему разработки только на конец разработки
2. Характеризует объект разработки только целиком, не выделяя зоны охвата вытеснением
3. Не выделяет вклад технологий разработки в достижение КИН:
 - горизонтальные, многозабойные скважин, ЗБС и ГРП
 - интенсификация добычи, смена фильтрационных потоков и др.

Обобщение понятия “Коэффициент охвата вытеснением”



Наименование	Статус	Расчетная формула	Примечания
Накопленный коэффициент охвата на конец разработки	Традиционное определение Кохв	$E_v^{end} = \frac{E_r^{end}}{E_d} = \frac{N_p^{end}}{N^{init}} \cdot \frac{1}{E_d} = \frac{N_p^{end}}{N^{init} \cdot E_d}$	Обратный расчет Кохв на конец разработки
Накопленный коэффициент охвата на текущую дату	Новые определения	$E_v^{rec} = \frac{N_p^{rec} + M_p^{rec}}{N^{init} \cdot E_d}$	На конец разработки: $E_v^{rec} \Big _{N_p^{rec}=N_p^{end}; M_p^{rec} \rightarrow 0} = E_v^{end}$
Текущий коэффициент охвата вытеснением		$e_v = \frac{M_p^{rec}}{N^{rec} \cdot E_d}$	Запасы нефти, охваченные вытеснением: M_p^{rec} Но как их рассчитать?
Текущий коэффициент вовлечения воды в разработку		$w_v = \frac{M_w^{rec}}{W^{rec}}$	

Обозначения:

E_v - коэффициент охвата

E_r - коэффициент извлечения нефти (КИН)

E_d - коэффициент вытеснения

e - текущий коэффициент охвата вытеснением

w - текущий коэффициент вовлечения воды

N_p - накопленная добыча нефти

N - геологические запасы нефти

W - геологические запасы воды

M_p - извлекаемые (мобильные) запасы нефти, охваченные вытеснением

M_w - запасы воды, вовлеченные в разработку

Init - начальный

rec - текущий

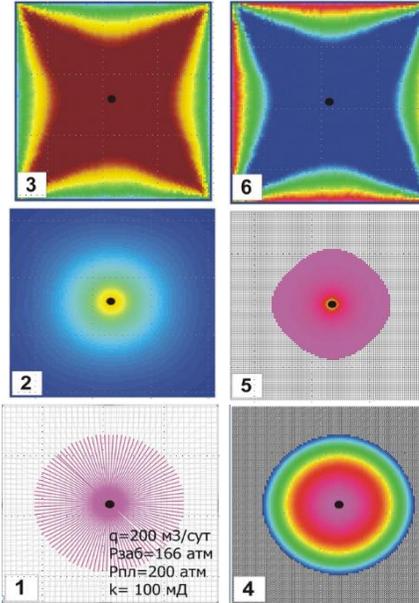
end - конечный

Модели линейной фильтрации: расчет запасов, охваченных вытеснением



Способы выделения блоков, охваченных вытеснением:

1. По изменению нефтенасыщенности
2. По градиенту пластовых давлений
3. По потокам флюидов через границы блоков
4. По времени переноса флюидов к добывающим скважинам



$$\frac{S_{oil,0}^i - S_{oil,t}^i}{S_{oil,0}^i - S_{oil,cr}^i} \geq \beta_{crit}$$

$$\frac{\kappa \cdot H}{\mu} \cdot \nabla P \geq V_{crit}$$

$$\int_S \frac{\phi(\delta)}{|u_t(\delta)|} d\delta \leq \tau_{crit}$$

Выводы :

1. Наиболее "физичная" реализация - в моделях линий тока
2. В моделях линейной фильтрации Кохв → 1 и расчетные Кохв не соответствуют отборам запасов



Моделирование потоков с отклонениями от закона Дарси



Достигается соответствие охвата вытеснением и отбора запасов:

1. Охват вытеснением и Кохв
2. Добыча скважинами
3. Локализация остаточных запасов



Некоторые публикации:

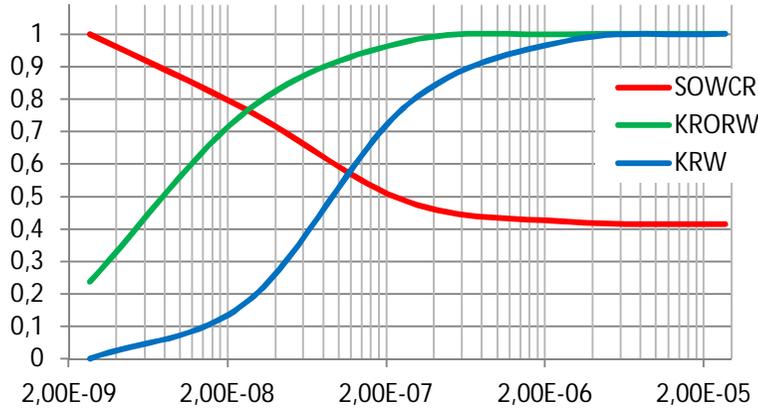
1. SPE 49268. S.M.P. Blom, J.Hagoort
How to Include the Capillary Number in Gas Condensate Relative Permeability Functions. 1998
2. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Батулин Ю.Е., Медведев Н.Я.
Физические основы повышения эффективности разработки гранулярных коллекторов. Нефтяное хозяйство. N 8. 2002. С. 38-42.
3. В.И. Попков, С.В. Зацепина, В.П. Шакшин
Использование зависимости относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа в задачах трехмерного гидродинамического моделирования залежей нефти и газа, Матем. моделирование, 2005, том 17, номер 2, 92–102
4. Байков В.А., Колонских А.В., Макатров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г., Якасов А.В.
Нестационарная фильтрация в сверхнизкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давлений. Нефтяное хозяйство. 2013. 10.с.52-56
5. Михайлов Н.Н., Полищук В.И., Хазигалеева З.Р.
Моделирование распределения остаточной нефти в заводненных неоднородных пластах. Нефтяное хозяйство. 2014. 8.с.36-39

Симулятор / ПС	Метод расчета	Примечание
STARS	Расчет относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа	Для газоконденсатных систем
E300		
MORE	Вязкость от граф Р	Нет информации
PH-КИМ	Скорость фильтрации от граф Р	Ограниченные возможности
Интермод + E100, FrontSim, PH-КИМ	Расчет относительных фазовых проницаемостей от капиллярного числа	М.б. применены любые традиционные симуляторы

Динамический расчет ОФП и охвата вытеснением при моделировании потоков с отклонениями от закона Дарси

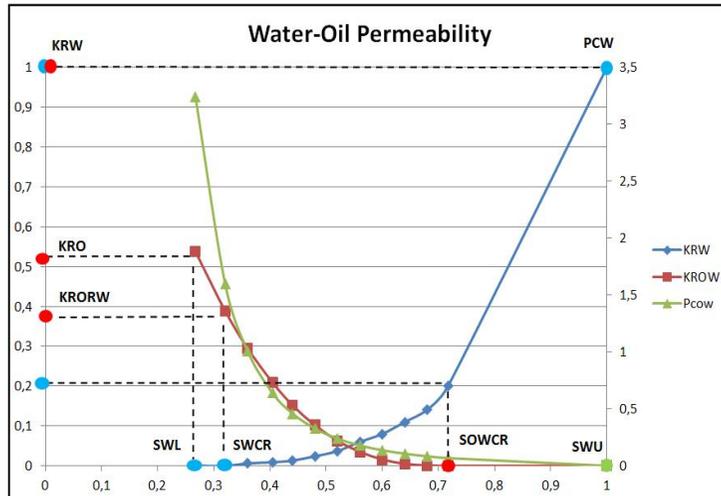


Типичные зависимости SOWCR, KRORW, KRO от капиллярного числа

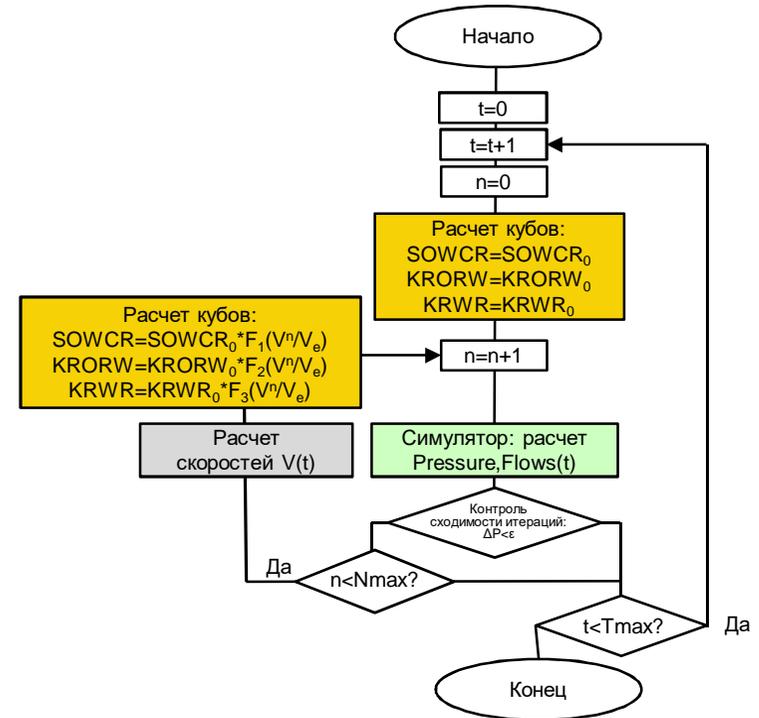


$$N_c = \frac{\mu_w * V}{\sigma}$$

Расчетные конечные точки ОФП



Алгоритм расчета конечных точек ОФП



Расчет коэффициента охвата блока:

$$e_v = \frac{OIP_{dren}^{rec}}{MOIP^{rec}} = \frac{SOIL^{rec} - SOWCR^{rec}}{SOIL^{rec} - SOWCR^{init}}$$

Текущая критическая нефтенасыщенность

Текущая нефтенасыщенность

Начальная критическая нефтенасыщенность

Расчет коэффициентов охвата в цифровых моделях



Коэффициент охвата вытеснением накопленный (на конец разработки)

$$E_v^{end} = \frac{FOPT^{end}}{FMOIIP} = \frac{FOPT^{end}}{\sum [BPORV * (BSOIL^{init} - BSOWCR^{init})]}$$

Коэффициент охвата вытеснением накопленный (на текущую дату)

$$E_v^{rec} = \frac{FOPT^{rec} + FOIPL_{dren}^{rec}}{FMOIIP} = \frac{FOPT^{rec} + \sum [BPORV * (BSOIL^{rec} - BSOWCR^{rec})]}{\sum [BPORV * (BSOIL^{init} - BSOWCR^{init})]}$$

Коэффициент охвата вытеснением текущий

$$e_v = \frac{FOIPL_{dren}^{rec}}{FMOIP^{rec}} = \frac{\sum [BPORV * (BSOIL^{rec} - BSOWCR^{rec})]}{\sum [BPORV * (BSOIL^{rec} - BSOWCR^{init})]}$$

Текущий коэффициент вовлечения воды в разработку

$$w_v = \frac{FWIPL_{dren}^{rec}}{FMWIP^{rec}} = \frac{\sum [BPORV * \frac{BVELO^{rec} - V_{crit}}{k * V_{crit} - V_{crit}} * \frac{BSWAT^{rec} - BSOWCR}{1 - BSOWCR}]}{\sum [BPORV * BSWAT^{rec}]}$$

Текущий охват воздействием

$$f_v = \frac{FMOIP^{rec} * e_v + FMWIP^{rec} * w_v}{FMOIP^{rec} + FMWIP^{rec}}$$

Текущая добыча нефти

$$FOPT^{rec} = \sum [BPORV * (BSOIL^{rec} - BSOIL^{init})]$$

Текущий (фактический) КИН

$$Er^{rec} = ROE = \frac{FOPT^{rec}}{FOIIP} = \frac{FOPT^{rec}}{\sum [BPORV * BSOIL^{init}]}$$

Прогноз КИН (на текущую дату)

$$Er^{future} = \frac{FOPT^{rec} + FOIPL_{dren}^{rec}}{FOIIP} = \frac{FOPT^{rec} + \sum [BPORV * (BSOIL^{rec} - BSOWCR^{rec})]}{\sum [BPORV * BSOIL^{init}]}$$



Разработаны алгоритмы и программные модули

- 1. Программный модуль “Динамический расчет ОФП”** (для одного временного шага)
- 2. Программный модуль “Расчет ОФП” встроен в “ИНТЕРМОД” :**
 - Расчет n-временных шагов с автоматическими рестартами E100/ РН-КИМ
 - Управление временными шагами
 - Обмен данными с E100/РН-КИМ, контроль сходимости итерационного расчета ОФП
 - Сопряжение секторных моделей, распараллеливание расчетов
- 3. Создан программный модуль “Расчет охвата вытеснением и локализации запасов нефти”**
 - Расчет текущего $K_{\text{охв}}$ и его динамики
 - Расчет карт локализации запасов
 - Расчет запасов нефти, охваченных и не охваченных вытеснением
 - Расчет ожидаемого КИН для текущего $K_{\text{охв}}$



Результаты работы программного модуля “Расчет охвата вытеснением и локализации запасов нефти”

Результаты работы программного модуля:

- Запасы нефти:** 1. Начальные геологические
2. Текущие извлекаемые: охваченные / не охваченные воздействием
- Коэффициент охвата :** 1. Коэффициент охвата
2. Динамика коэффициента охвата
- КИН:** 1. КИН предельный (Кохв → 1.0)/ текущий
2. КИН прогнозный с учетом Кохв
- Карты:** 1. Плотность начальных, текущих геологических запасов нефти
2. Плотность текущих запасов нефти, не охваченных вытеснением
3. Охват вытеснением текущих запасов нефти
4. Вовлечение в разработку водонасыщенных зон

Расчет динамики коэффициента охвата:

 объект: ю1. Слои модели: 1 - 1, i= 1 - 99, j= 1 - 100

Модель "нефть-вода-газ"
 поворот карты по Y: 0
 Способ задания плотности нефти в пластовых условиях: в каждом блоке
 Объемный фактор = 1.1538
 Плотность нефти в стандартных условиях = 900.000 кг/м³
 Плотность нефти в пластовых условиях = 780.000 кг/м³
 Поровый объем = 1960.200 тыс. гм³
 Начальные запасы воды = 596.006 тыс. гм³ (пл. усл.)
 Начальные геологические запасы = 1364.326 тыс. гм³ (пл. усл.)
 Начальные геологические запасы = 1183.574 тыс. см³ (ст. усл.)
 Начальные подвижные запасы = 1065.215 тыс. т
 Начальные запасы = 682.648 тыс. т
 Технологический КИН (Кохв=1, исх. Квйт) = 0.6409

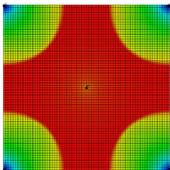
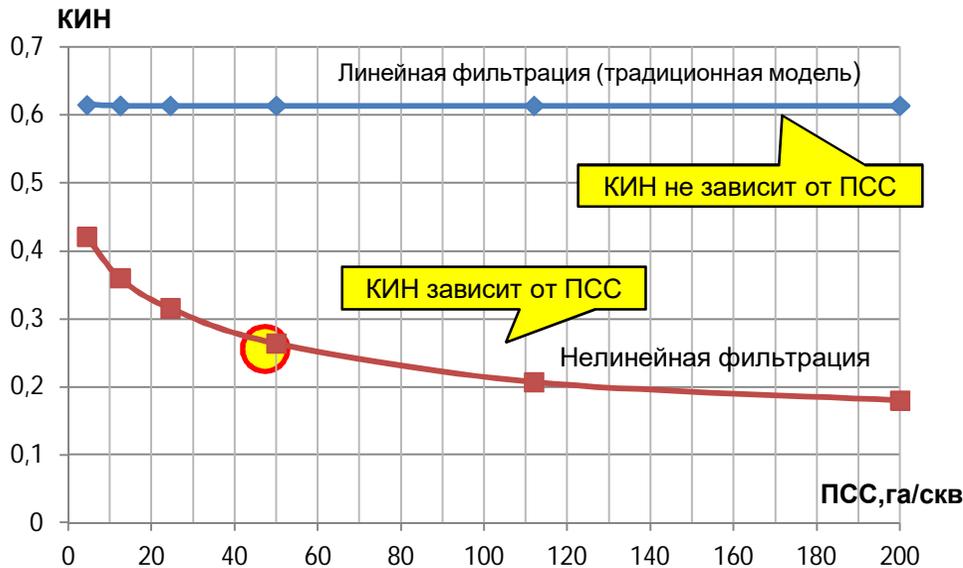
№т	Дата	Добыто фактически		Текущие геологические запасы нефти			Текущие извл. запасы нефти			Коэф. охвата извл. запасов			Коэф. охвата водонас объемов
		нефть	КИН	Всего			Всего	Охват воздействием:		накопл. +текущ.	текущий	КИН Прогноз	
				тыс. т	д. е.	Rm3*10**3		Sm3*10**3	тыс. т				
1	02.11.1990	0.0	0.0000	1364.3	1183.6	1065.2	682.6	682.6	0.0	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	01.06.1991	17.5	0.0165	1341.9	1163.8	1047.5	665.2	241.5	423.7	0.6467	0.6371	0.4143	0.3405
3	01.07.1991	19.6	0.0184	1329.2	1161.5	1045.4	663.1	245.4	417.7	0.6409	0.6300	0.4106	0.3383
4	01.08.1991	21.8	0.0204	1336.4	1159.1	1043.2	660.9	247.7	413.2	0.6374	0.6252	0.4084	0.3360
5	01.09.1991	24.0	0.0225	1333.6	1156.6	1041.0	658.7	248.1	410.5	0.6368	0.6233	0.4080	0.3336
6	01.10.1991	26.2	0.0246	1330.8	1154.2	1038.8	656.5	248.3	408.2	0.6366	0.6219	0.4079	0.3313
7	01.11.1991	28.4	0.0266	1328.0	1151.7	1036.6	654.3	248.7	405.5	0.6359	0.6198	0.4074	0.3291
8	01.12.1991	30.5	0.0287	1325.2	1149.3	1034.4	652.1	249.4	402.7	0.6349	0.6176	0.4068	0.3270
9	01.01.1992	32.8	0.0308	1322.4	1146.9	1032.2	649.9	250.1	399.7	0.6338	0.6152	0.4061	0.3247
10	01.02.1992	35.0	0.0328	1319.5	1144.4	1030.0	647.6	250.8	396.8	0.6328	0.6128	0.4055	0.3226
11	01.03.1992	37.1	0.0348	1316.9	1142.1	1027.9	645.5	251.5	394.1	0.6319	0.6105	0.4048	0.3206
12	01.04.1992	39.3	0.0369	1314.0	1139.6	1025.7	643.3	252.2	391.1	0.6308	0.6081	0.4042	0.3186
13	01.05.1992	41.4	0.0389	1311.2	1137.2	1023.5	641.1	252.9	388.2	0.6297	0.6056	0.4035	0.3166
14	01.06.1992	43.7	0.0410	1308.4	1134.7	1021.3	638.9	253.6	385.3	0.6287	0.6031	0.4028	0.3145
15	01.07.1992	45.8	0.0430	1305.6	1132.3	1019.1	636.7	254.3	382.4	0.6276	0.6006	0.4021	0.3126
16	01.08.1992	48.1	0.0451	1302.8	1129.9	1016.9	634.5	255.1	379.4	0.6264	0.5980	0.4014	0.3107



Сравнение Кохв и КИН для моделей линейной и нелинейной фильтрации

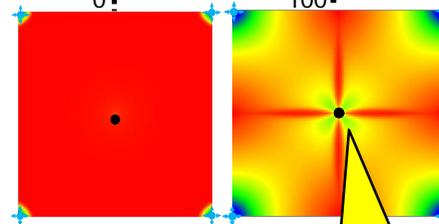
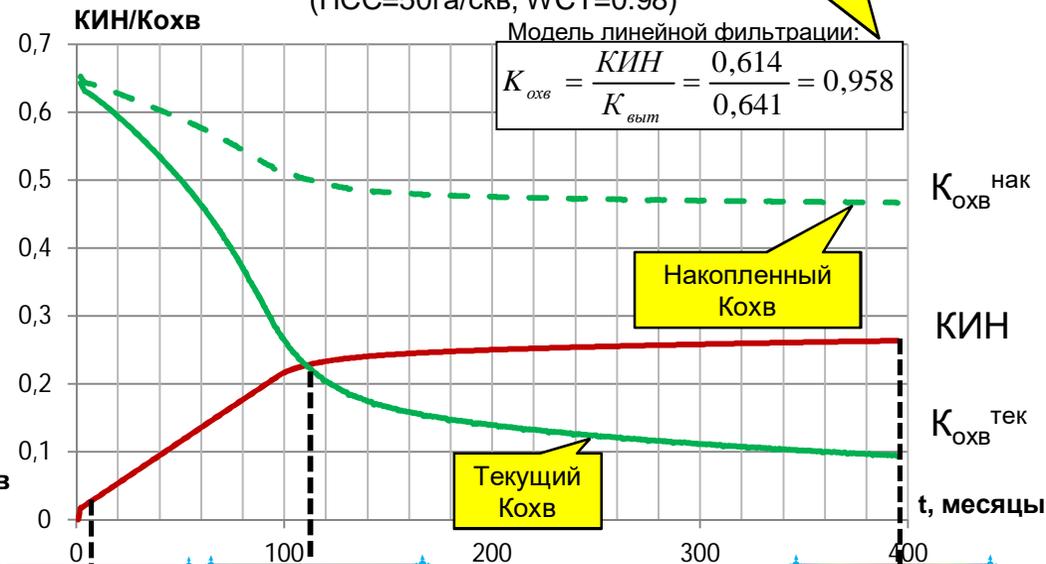
Элемент 5-ти точечной системы разработки:

Зависимость КИН от плотности сетки скважин

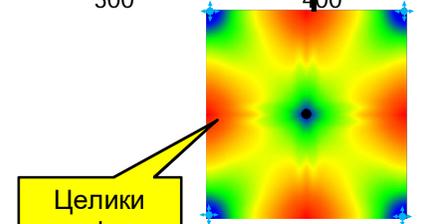


L, метры	300	500	700	1000	1500	2000
ПСС,га/скв	4,5	12,5	24,5	50,0	112,0	200,0

Динамика КИН и Кохв
(ПСС=50га/скв, WCT=0.98)



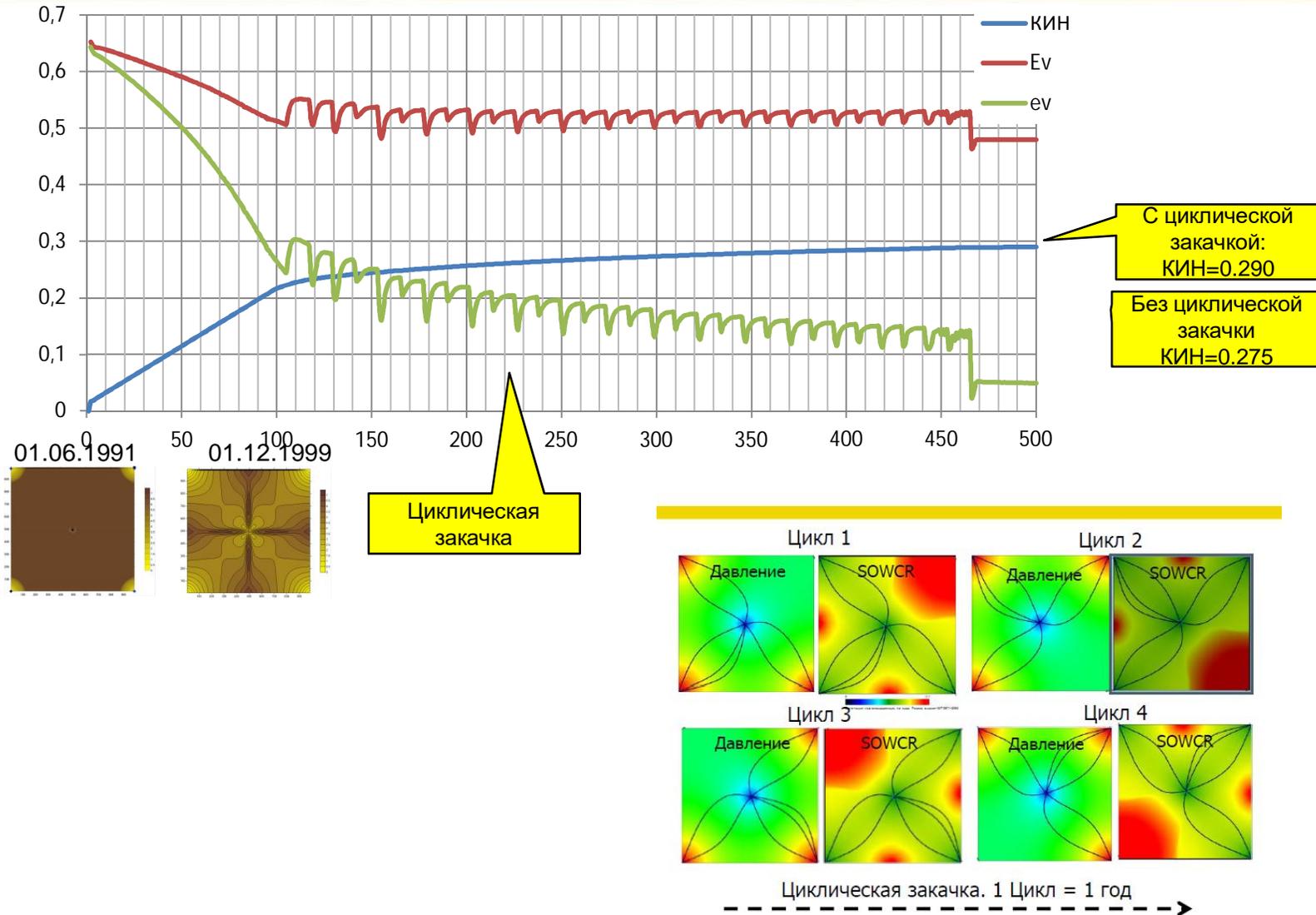
Начало прорыва воды



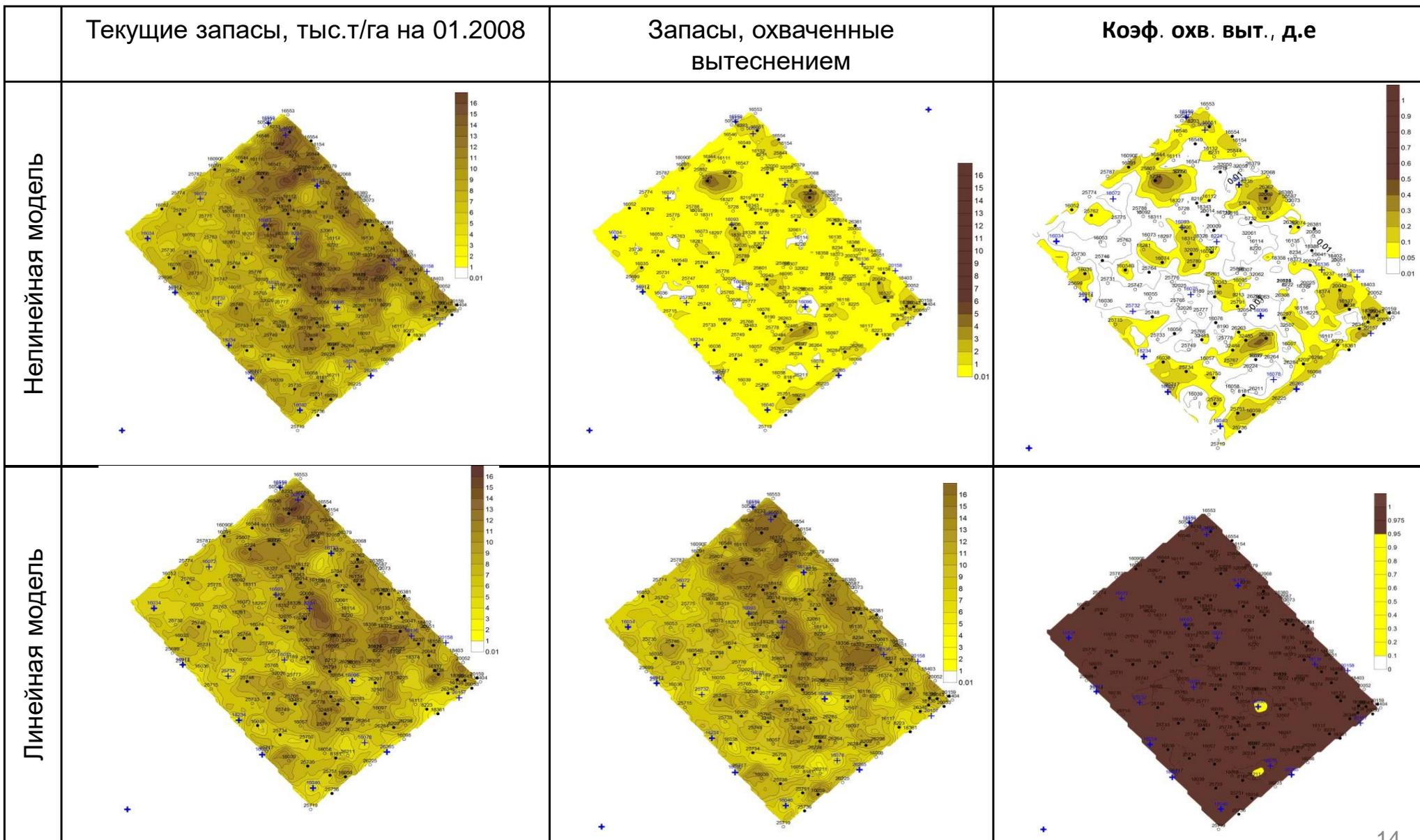
Целики нефти



Пример: Расчет текущего Кохв при циклическом заводнении



Результаты расчета для участка пласта АВ1-5 Самотлорского месторождения



Участок Самолторского месторождения: увеличение охвата вытеснением от реализации ГТМ



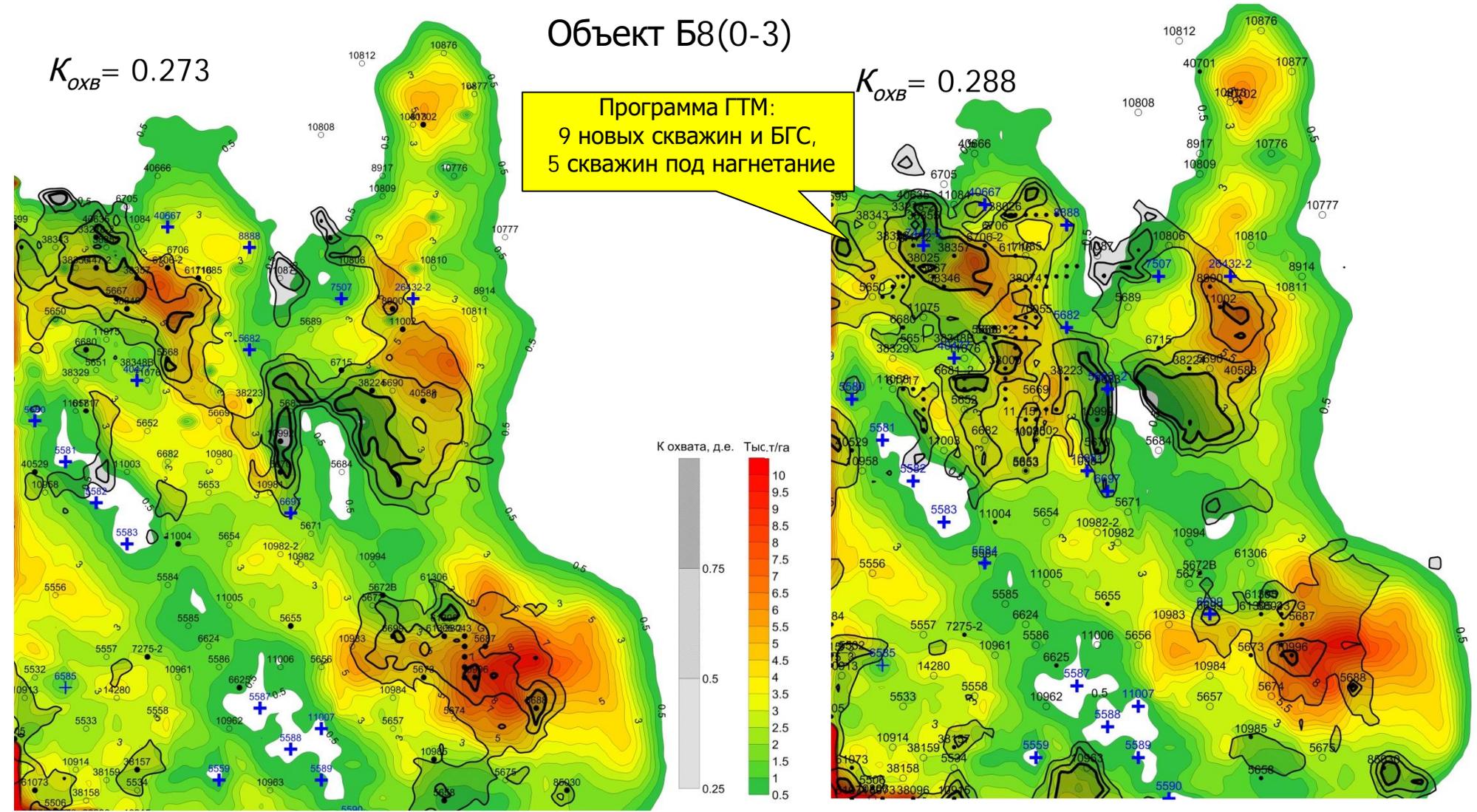
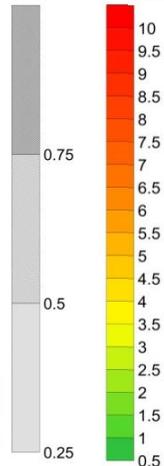
$K_{OXB} = 0.273$

Объект Б8(0-3)

Программа ГТМ:
9 новых скважин и БГС,
5 скважин под нагнетание

$K_{OXB} = 0.288$

К охвата, д.е. Тис. т/га

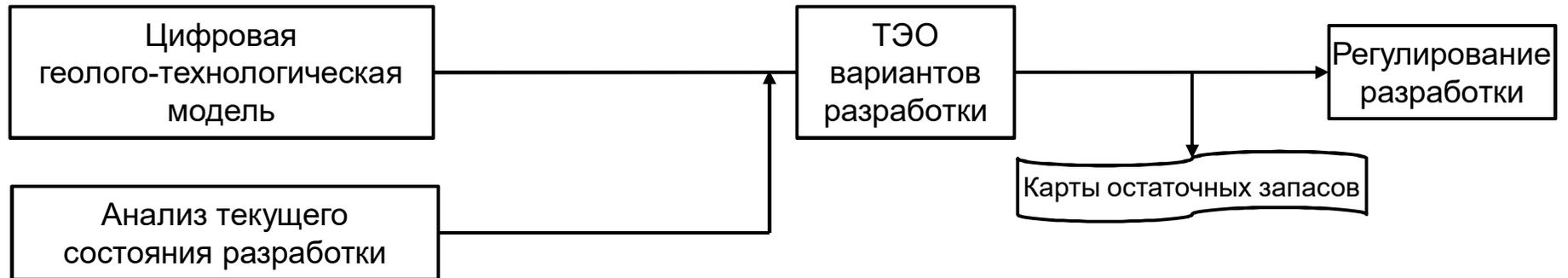




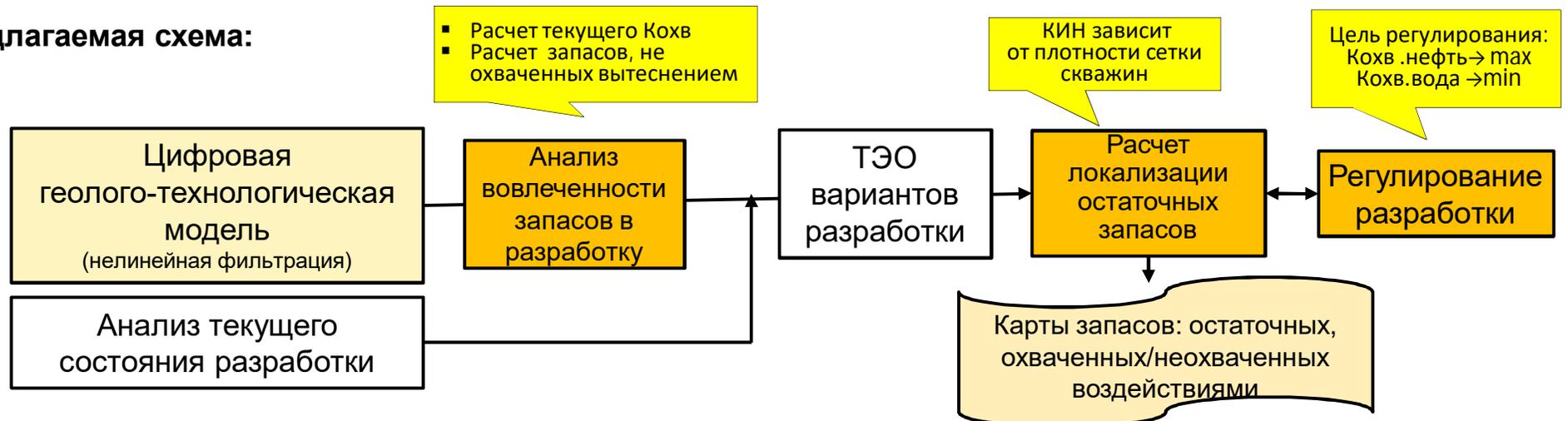
Прикладная значимость

Обоснование вариантов разработки нефтегазовых месторождений

Традиционная схема:



Предлагаемая схема:





1. Предложена методика прямого расчета $K_{охв}$, основанная на моделировании потоков с отклонениями от закона Дарси
2. Применен метод динамического расчета ОФП, разработаны алгоритмы и создан программный модуль для расчета:
 - текущего объемного $K_{охв}$ и его динамики
 - карт охвата вытеснением текущих запасов
 - запасов, охваченные и неохваченные вытеснением
 - карт локализации запасов
3. Методика и программный модуль рекомендуются для анализа эффективности и совершенствования систем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений



Контактная информация

г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

тел. (3452) 55-00-55

e-mail: tnc@rosneft.ru



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»
(ООО «ТННЦ»)

Спасибо за внимание!



