

# НАУКА В ПРОЕКТИРОВАНИИ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ



ЕЖЕГОДНАЯ ВСЕРОССИЙСКАЯ  
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ



ТЮМЕНЬ

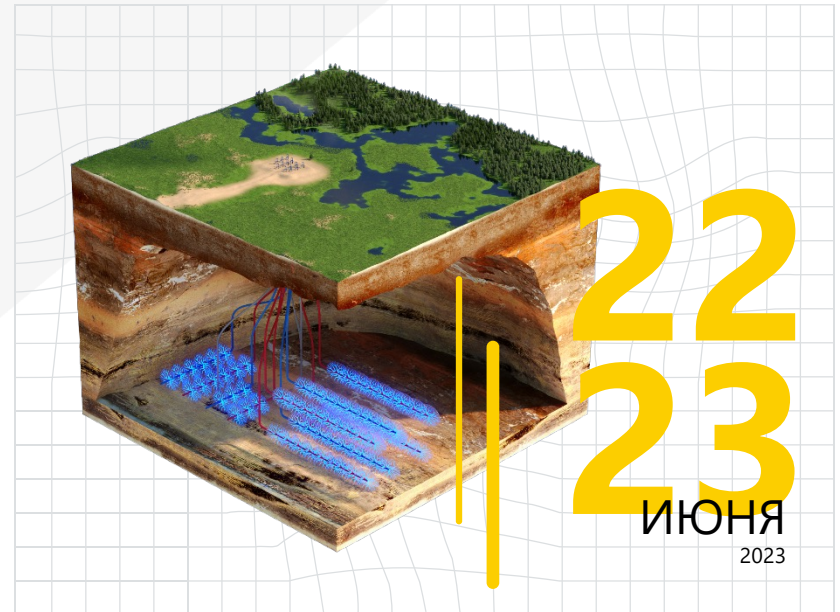
## ВОПРОСЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ

**МУЛЯВИН СЕМЕН ФЕДОРОВИЧ**

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

**СОАВТОРЫ:**

Р.Ф. Шарафутдинов, С.И. Грачев, М.Г. Ложкин



# ВОДОГАЗОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ. ПЕРИОД 1983-1991ГГ. СИБНИИНП И НИЖНЕВАРТОВСКИНИПНЕФТЬ

Геолого-физическая характеристика пластов Самотлорского месторождения

Параметры	Пласт				
	БВ <sub>10</sub>	АВ <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	АВ <sub>2-3</sub>	АВ <sub>1</sub> <sup>3</sup>	БВ <sub>8</sub> <sup>1</sup>
Глубина залегания, м	2180	1620	1690	1670	2020
Нефтенасыщенная толщина, м	6,1	16,6	10,4	8,7	16,4
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,049	0,048	0,210	0,180	0,320
К*h, м*мкм <sup>2</sup>	0,29	0,79	2,2	1,6	5,3
Пористость, %	21,0	21,6	23,4	23,1	24,8
Начальная нефтенасыщенность, %	58,1	47,9	57,9	62,5	62,1
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1,15	1,67	1,54	1,45	1,15
Содержание асфальто-смолистых веществ, % масс.	5,9	6,5	8,0	7,0	6,7
Нефтеотдача при заводнении, %	48	31	53	53	63
Текущая нефтенасыщенность на начало ВГВ, %.	49,0	41,0	47,2	47,2	29,0

# РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СИБНИИНП

Объект исследования	Нагнетаемый газ (молярная доля), %	Технология вытеснения	$K_v$ при вытеснении			Прирост $K_v$ относительно вытеснения	
			водой	газом	по технологии	водой	газом
Самотлорское, АВ <sup>3</sup> <sub>1</sub>	Сухой метан (92-94)	Последовательная, газ-вода	–	0,41–0,42	0,65-0,66	–	0,24
Самотлорское, АВ <sup>3</sup> <sub>1</sub>	Сухой метан (92-94)	Совместная 0,22-0,23<R<0,78-0,8	0,53–0,55	0,41–0,42	0,750	0,20–0,22	0,33–0,34
Самотлорское, АВ <sup>3</sup> <sub>1</sub>	Сухой метан (92-94)	Попеременная $S_0 < 0,1V_{пн}$	0,53–0,55	0,41–0,42	0,750	0,20–0,22	0,33–0,34
Восточно-Толумское	Двуокись углерода	Последовательная, вода–газ	0,610	–	0,740	0,130	–
Восточно-Толумское	Двуокись углерода	Попеременная $S_0 = 0,1-0,2V_{пн}$	0,610	–	0,900	0,200	–
Самотлорское, АВ <sup>3</sup> <sub>1</sub>	Оторочка ШФЛУ, сухой метан (98,4)	Последовательная, вода–ШФЛУ–газ–вода	0,572	–	0,985	0,413	–
Быстринское, БС <sub>1</sub>	Сухой метан (98,4)	Последовательная, вода–газ	0,437	–	0,524	0,087	–
Быстринское, БС <sub>1</sub>	Сухой метан (98,4)	Попеременная, $S_0 = 0,2V_{пн}$	0,437	–	0,733	0,296	–
Савуйское, БС <sub>10</sub>	Сухой метан (98,4)	Последовательная, вода–газ	0,631	–	0,658	0,027	–
Савуйское, БС <sub>10</sub>	Сухой метан (98,4)	Попеременная (добав. ПАВ) $S_0 = 0,07-0,1V_{пн}$	0,631	–	0,850	0,210	–

## Заводнение

$K_{в\text{ит}} = 0,44-0,63$  д.ед.

## Закачка сухого газа

$K_{в\text{ит}} = 0,42$  д.ед.

## Закачка сухого газа после воды

(последовательная)

$K_{в\text{ит}} = 0,524-0,66$  д.ед.

## Закачка жирного газа после воды

(последовательная)

$K_{в\text{ит}} = 0,985$  д.ед.

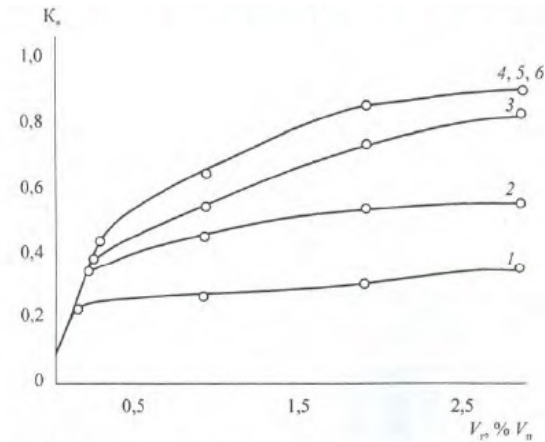
## Закачка сухого газа и воды

(попеременная)

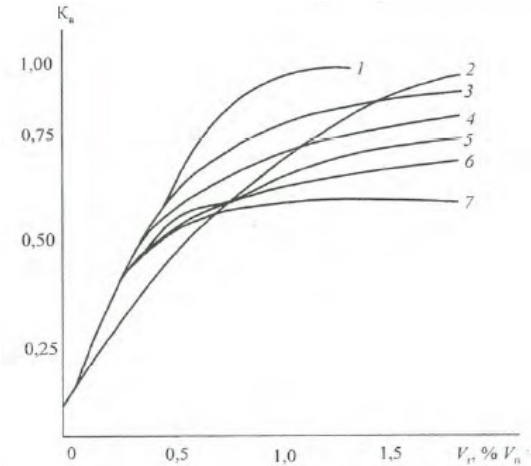
$K_{в\text{ит}} = 0,75-0,85$  д.ед.

МИГУНОВА С.В., МУХАМЕТШИН В.Г., ХАЗИГАЛЕЕВА З.Р.

## РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ ЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ / СПБ.: НПО «ПРОФЕССИОНАЛ», 2010. - 176 С.



Зависимость коэффициента вытеснения нефти  $K_b$  от объема прокачанного газа  $V_p$  для пласта  $AB_{12}$  Самотлорского месторождения (данные ЦНИЛ, г. Иваново-Франковск) при различной молярной доле метана в нагнетаемом газе: 1 – 93,2 %; 2 – 86,4 %; 3 – 83,0 %; 4 – 71,1 %; 5 – 51,0 %; 6 – 26,5 %

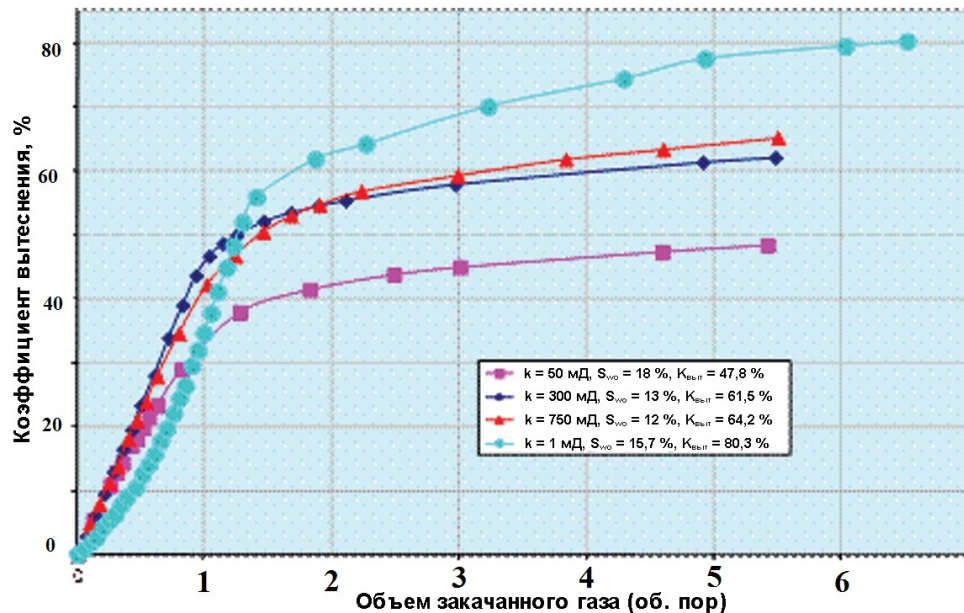


Зависимость коэффициента вытеснения нефти  $K_b$  от объема прокачанного газа  $V_p$  для нефтей пластов  $BВ_8, BВ_{10}$  Самотлорского месторождения (опыты СевКавНИПИнефти) при различной молярной доле метана в нагнетаемом газе: 1 – 32,04 %; 2 – 46,5 %; 3 – 55,55 %; 4 – 67,3 %; 5 – 67,3 %; 6 – 95,2 %; 7 - заводнение

РАССОХИН С.Г., ТРОИЦКИЙ В.М., СОКОЛОВ А.Ф. И ДР.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕЖИМОВ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.

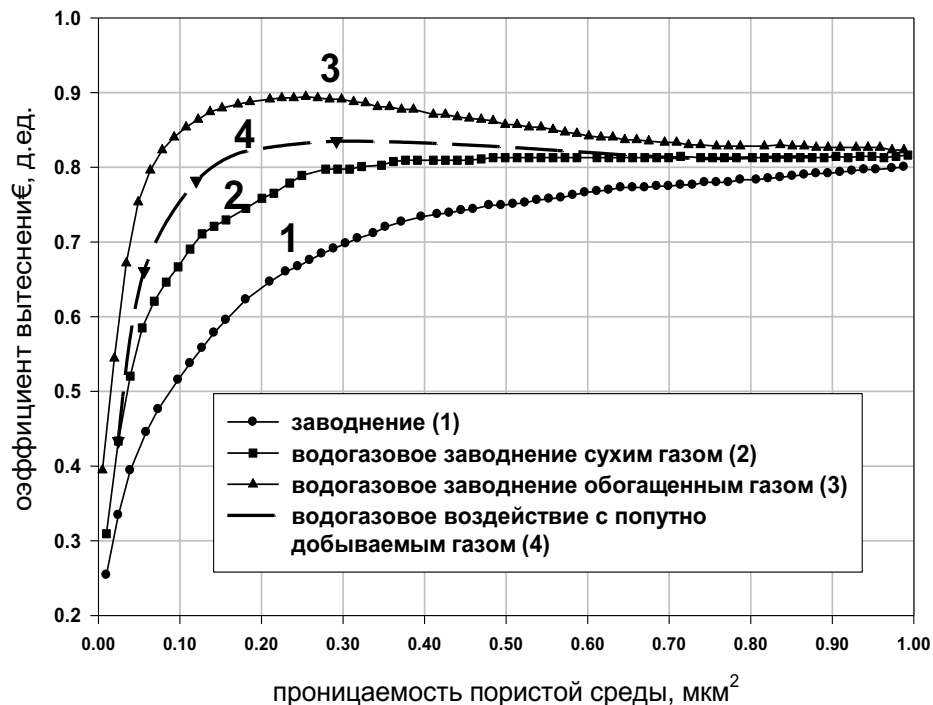
// ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ, СБОРНИК «АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ». -2012.- С. 179-196.



Коэффициент вытеснения нефти газом сепарации из идентичных моделей пласта с приблизительно одинаковой начальной водонасыщенностью и с различными значениями абсолютных проницаемостей

# ВАФИН Р.В. ОСНОВЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ВЯЗКИХ НЕДОНАСЫЩЕННЫХ ГАЗОМ НЕФТЕЙ ИЗ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОДОГАЗОВЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПЛАСТ.

АВТОРЕФЕРАТ ДИССЕРТАЦИИ НА СОИСКАНИЕ УЧЕНОЙ СТЕПЕНИ ДОКТОРА ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК. УФА, 2009. – 43 С.



Зависимость коэффициента вытеснения нефти от проницаемости пластов при:

- 1) заводнении,
- 2) водогазовом заводнении сухим газом,
- 3) водогазовом заводнении обогащенным газом,
- 4) ВГВ с попутно добываемым газом (кизеловский горизонт Алексеевского месторождения,  $K_{пр}=13,5\%$ ;  $K_{пр}=0,056$  мкм<sup>2</sup>;  $K_{нн}=78\%$ ).

## ЛЫСЕНКО В.Д. ИННОВАЦИОННАЯ РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. – М.: ООО «НЕДРА-БИЗНЕСЦЕНТР», 2000.-516 С.

### Заводнение

Квыт=0,50-0,60 д.ед.  
 Кохв = 0,50-0,80 д.ед.  
 ( $\mu_v/\mu_n \sim 1,0$ )

КИН = 0,25-0,48 д.ед.

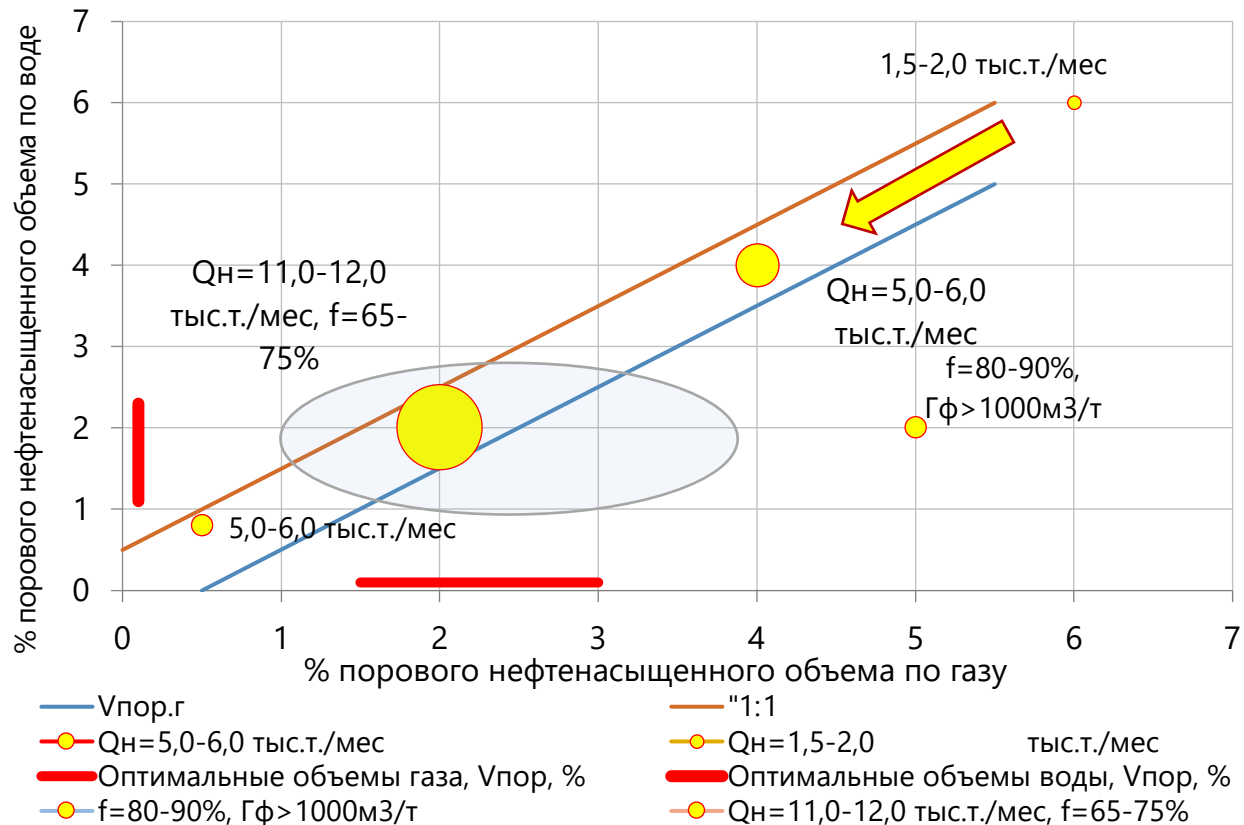
### Закачка газа

Квыт=0,40-0,80 д.ед.  
 Кохв = 0,20-0,30 д.ед.  
 ( $\mu_r/\mu_n \sim 0,02$ )

КИН = 0,08-0,24 д.ед.

Параметры	Пласт				
	БВ <sub>10</sub>	АВ <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	АВ <sub>2-3</sub>	АВ <sub>1</sub> <sup>3</sup>	БВ <sub>8</sub> <sup>1</sup>
Нефтеотдача при заводнении, %	48	31	53	53	63
Текущая нефтенасыщенность на начало ВГВ, %	49,0	41,0	47,2	47,2	29,0

# РЕЗУЛЬТАТЫ ОПР ПО ВГВ





# ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ВГВ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Параметры		Пласт					В целом по участку
		БВ <sub>10</sub>	АВ <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	АВ <sub>2-3</sub>	АВ <sub>1</sub> <sup>3</sup>	БВ <sub>8</sub> <sup>1</sup>	
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	01.01.1988	213	64	113	121	259	770
	01.01.1991	405	93	320	215	506	1539
Прирост нефтеотдачи, %	01.01.1988	10	6.8	2.9	4	2.6	3.8
	01.01.1991	19	9.9	8.2	7.1	5.1	7.6
Текущая нефтеотдача, %	01.01.1988	44.2	31.2	32.8	50.1	62	51
	01.01.1991	53.2	34.3	38.1	53.2	64.5	54.8 (+ΔКИН≈3,8%)
Удельная эффективность, т нефти / тыс. м <sup>3</sup> газа	01.01.1988	0.74	0.486	0.876	0.87	0.312	0.516
	01.01.1991	0.625	0.603	1.602	0.665	0.372	0.574
Нефтенасыщенная толщина, м		6.1	16.6	10.4	8.7	16.4	
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>		0.049	0.048	0.21	0.18	0.32	
К*h, м*мкм <sup>2</sup>		0.30	0.80	2.2	1.6	5.2	
Объем закачки газа, млн.м <sup>3</sup>		648	154.2	199.8	323.3	1360	2686
Доп.добыча нефти на 1 скв., тыс. т		22.5	5.167	17.78	11.94	28.11	

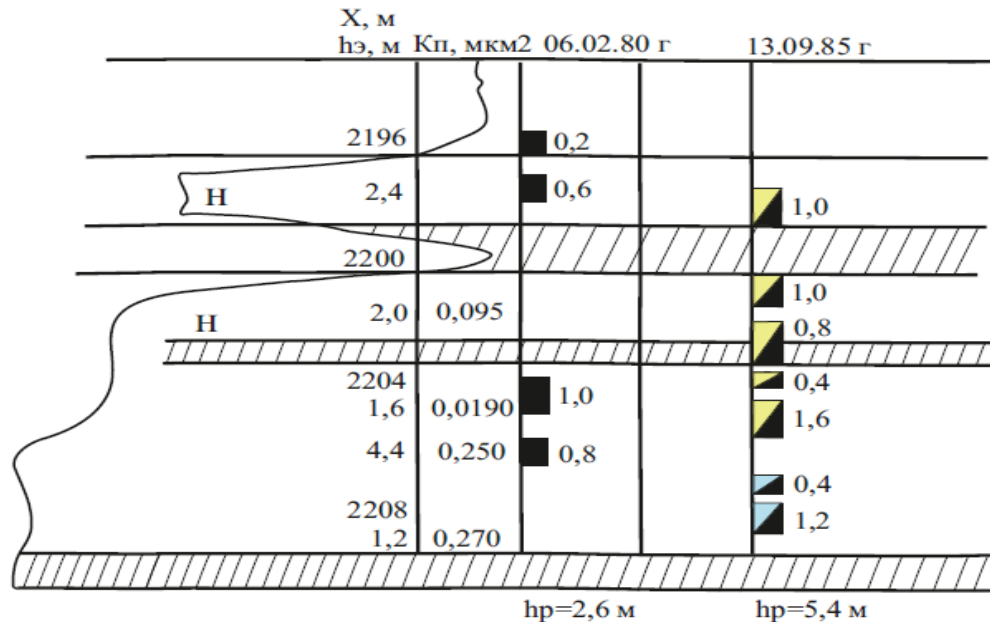
## Оптимальные объемы

по БВ8: 3-5 %Vпор.газа + 1,5-2,5%Vпор.воды; Pнагн=24 МПа; **Вода: газ ~ 1:2**




по АВ2-3: 1,7-1,8 % Vпор.газа + 1,5-2,2 Vпор.воды; Pнагн=18 МПа. **Воды: газа ~ 1:1**

по АВ1-3: 1,7-1,8 % Vпор.газа + 1,3-1,5 Vпор.воды; Pнагн=19 МПа. **Вода: газа ~ 1,7:1**

# ДИНАМИКА ПРОФИЛЯ ПРИТОКА СКВ. 5496 ПЛАСТА БВ8 УЧАСТКА ОПР



Условные обозначения:

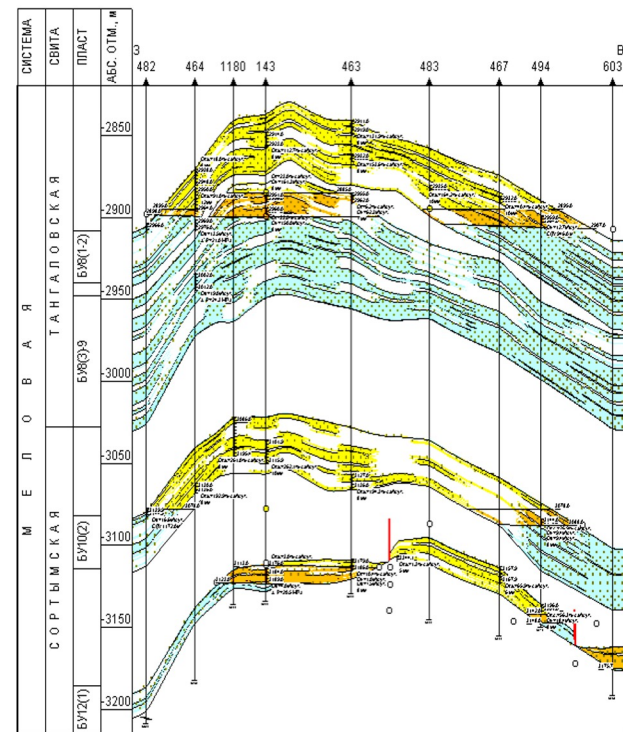
 - нефть с водой   
  - нефть с газом   
  - уплотнение

н - нефть; X - глубина; hэ, hp - эффективная и работающая толщины;

Кп - коэффициент проницаемости

# ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Показатели	Пласты		
	БУ <sub>8</sub>	БУ <sub>10</sub>	БУ <sub>14</sub>
Средняя глубина залегания, м	2639	2741	2953
Пластовая температура, °С	75	79	83
Горное давление, МПа	62,3	64,9	69,8
Пластовое давление, МПа	26,7	27,5	29,1
Эффективное давление, МПа	35,6	37,4	40,7
Общая минерализация пластовой воды, г/л	12	12	12
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,54	0,49	0,44
Коэфф. проницаемости, мкм <sup>2</sup>	0,064	0,033	0,025
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,389	0,364	0,314

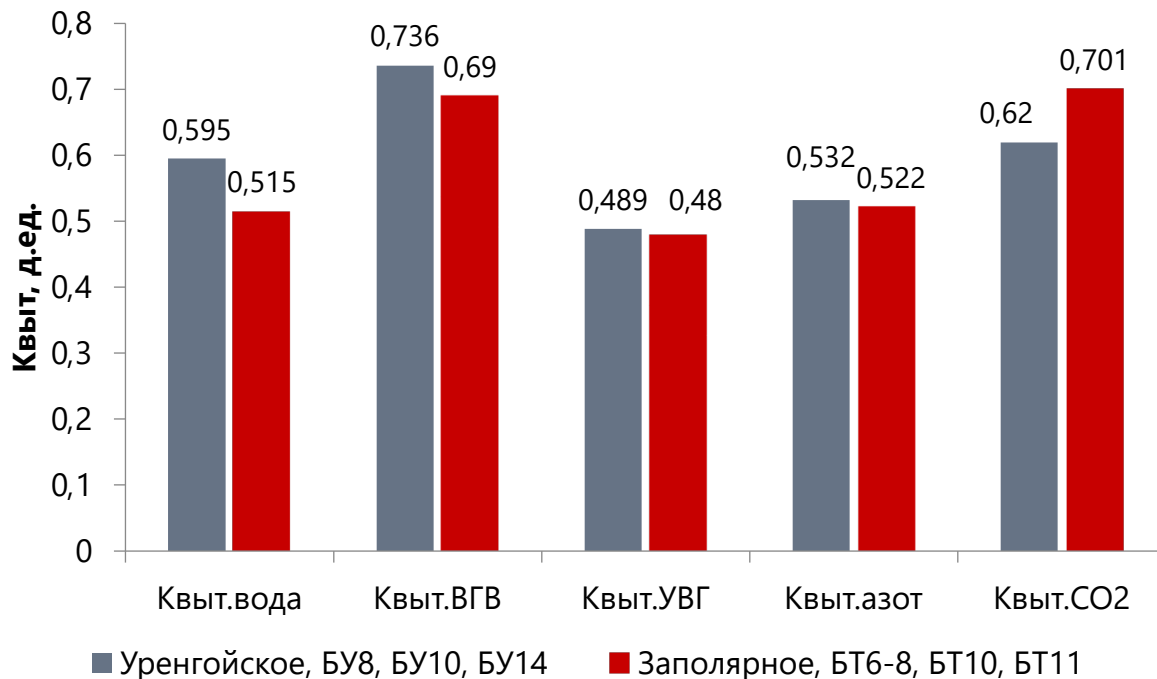


# РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ АГЕНТОВ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ОТОРОЧКИ

Месторождение	Объем прокачки воды при заводнении, п.о.	Метод увеличения нефтеотдачи (МУН)	Объем прокачки воды МУН, п.о.	Агент МУН	Объем прокачки агента МУН п.о.	Коэффициент вытеснения при заводнении	Коэффициент вытеснения при МУН
Уренгойское БУ <sub>8</sub> , БУ <sub>10</sub> , БУ <sub>14</sub>	10	ВГВ	11	Газ сепарации	2	0,595	0,736
		Вытеснение Азотом	0	Азот	10		0,532
		Вытеснение газом сепарации	0	Газ сепарации	10		0,489
		Вытеснение углекислым газом	0	Углекислый газ	10		0,620
Заполярье БТ <sub>6-8</sub> , БТ <sub>10</sub> , БТ <sub>11</sub>		ВГВ	11	Газ сепарации	2	0,515	0,690
		Вытеснение Азотом	0	Азот	10		0,522
		Вытеснение газом сепарации	0	Газ сепарации	10		0,480
		Вытеснение углекислым газом	0	Углекислый газ	10		0,701
Песцовое БУ <sub>9</sub> <sup>2</sup> , БУ <sub>9</sub> <sup>1</sup>		Вытеснение Азотом	0	Азот	10	0,511	0,480
Тазовское ПК <sub>1</sub>	ВГВ	11	Газ сепарации	2	0,432	0,476	
	Вытеснение Азотом	0	Азот	10		0,462	
	Вытеснение ПАА	10	Раствор ПАА	2*		0,624	

\* Концентрация полиакриламида в растворе ПАА составляет 0,2% по массе

# ДИАГРАММА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ РАЗЛИЧНЫМИ АГЕНТАМИ НА КЕРНЕ ПЛАСТОВ УРЕНГОЙСКОГО И ЗАПОЛЯРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ



**Р.Ф. ШАРАФУТДИНОВ, С.И. ГРАЧЕВ, А.Н. НЕСТЕРЕНКО, М.Г. ЛОЖКИН, М.А. МОИСЕЕВ.**  
**РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ**  
**ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ФИЗИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ**  
**ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ РАЗЛИЧНЫМИ АГЕНТАМИ //**  
**ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ. - № 3(56). - 2017. - С. 28-33**

Месторождение, объект	Утв. КИН	Предлагаемый МУН	Прогнозный прирост КИН*, д.ед.	Прогнозный КИН+МУН**, д.ед.
Уренгойское, БУ <sub>8</sub> , БУ <sub>10</sub> , БУ <sub>11</sub> <sup>2</sup> , БУ <sub>14</sub>	0,193	вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные)	0,14	0,333
		вытеснение нефти щелочными растворами	0,17	0,363
		вытеснение нефти кислотами	0,135	0,328
		воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ)	0,08	0,273
		водогазовое воздействие (ВГВ)	0,06	0,253
Заполярье, БТ <sub>6-8</sub> , БТ <sub>10</sub> , БТ <sub>11</sub> <sup>0</sup> , БТ <sub>11</sub>	0,204/0,232	воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ)	0,08	0,284/0,312
		водогазовое воздействие (ВГВ)	0,06	0,264/0,292

Примечание:

\* – средний прирост КИН по результатам анализа более 150 проектов по всему миру;

\*\* – сумма утвержденного значения КИН и прогнозного прироста КИН за счет воздействия

# СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТРЕХМЕРНЫХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ

Пласт	Модель	Число блоков сетки, ед			Размер ячеек X*Y, м.	Средняя толщина слоя, м.	Число ячеек в модели, млн. ед
		NX	NY	NZ			
БУ <sub>11</sub> <sup>2</sup>	Геологическая	300	970	80	100x100	0.23	23.28
	Фильтрационная	150	485	16	200x200	1.13	1.16

## Сопоставление запасов по 2D геологической и 3D фильтрационной моделям

Пласт	Запасы свободного газа, млн. м <sup>3</sup>			Запасы нефти, тыс. т			Поровый газонасыщенный объем, млн. м <sup>3</sup>			Поровый нефтенасыщенный объем, млн. м <sup>3</sup>		
	2D	ФМ	+/-, %	2D	ФМ	+/-, %	2D	ФМ	+/-, %	2D	ФМ	+/-, %
<b>БУ<sub>10</sub></b>	31889	30324	-4,9	111595	114923	3,0	234	232	-0,6	327	340	4,0

Рассмотрена система воздействия на пласт с неконтактными запасами:

количество скважин 3 ед. - 2 добывающих и 1 нагнетательная, плотность сетки - 16 га/скв., коэффициент охвата - 0,5 д. ед, период расчета 30 лет.

# ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА БУ(11)2 УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

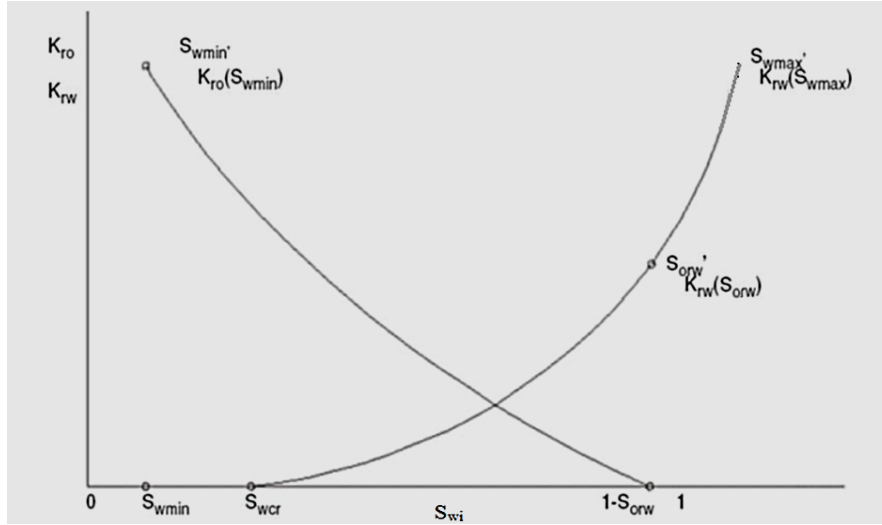
<b>Базовый вариант 1 –</b> разработки нефтяных частей залежей с ППД закачкой воды	<b>Вариант 2 –</b> разработки нефтяных частей залежей с ППД закачкой газа (азот)	<b>Вариант 3 –</b> разработки нефтяных частей залежей с ППД закачкой газа (газ сепарации)	<b>Вариант 4 –</b> разработки нефтяных частей залежей путем организации циклического ВГВ (соотношение воды и газа сепарации 2:1)	<b>Вариант 5 –</b> разработки нефтяных частей залежей путем организации циклического ВГВ (соотношение воды и газа сепарации 1:1)	<b>Вариант 6 –</b> разработки нефтяных частей залежей путем организации циклического ВГВ (соотношение воды и газа сепарации 1:2)
--	---	--	---	---	---

Граничные условия для вариантов разработки были:

- расчетный период 50 лет;
- выбытие добывающих скважин при обводненности добываемой продукции 98 %;
- выбытие добывающих скважин при дебите нефти менее 1 м<sup>3</sup>/сут;
- забойное давление добывающих скважин 5,5 МПа;
- забойное давление нагнетательных скважин 33,0 МПа.



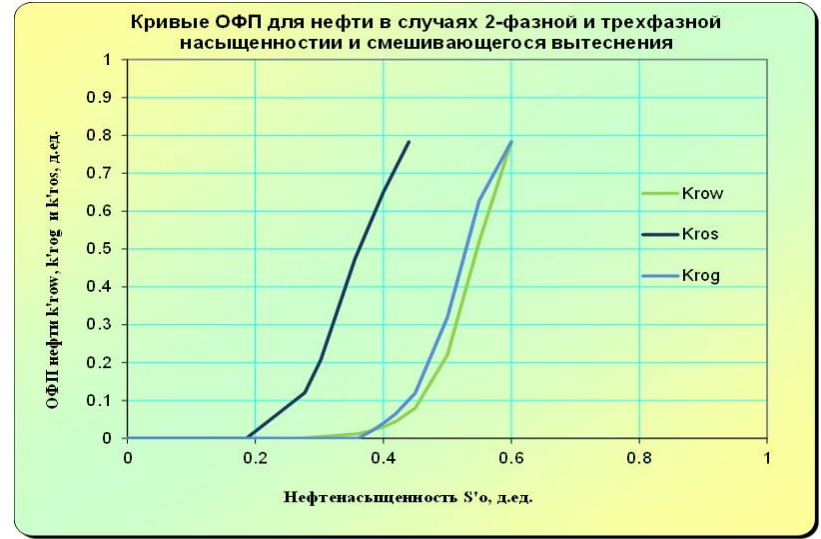
# КРИВЫЕ ОФП



$S_{wmin}$  – минимальная водонасыщенность;  $S_{wcr}$  – критическая водонасыщенность ( $\geq S_{wmin}$ );  $S_{orw}$  – остаточная нефтенасыщенность

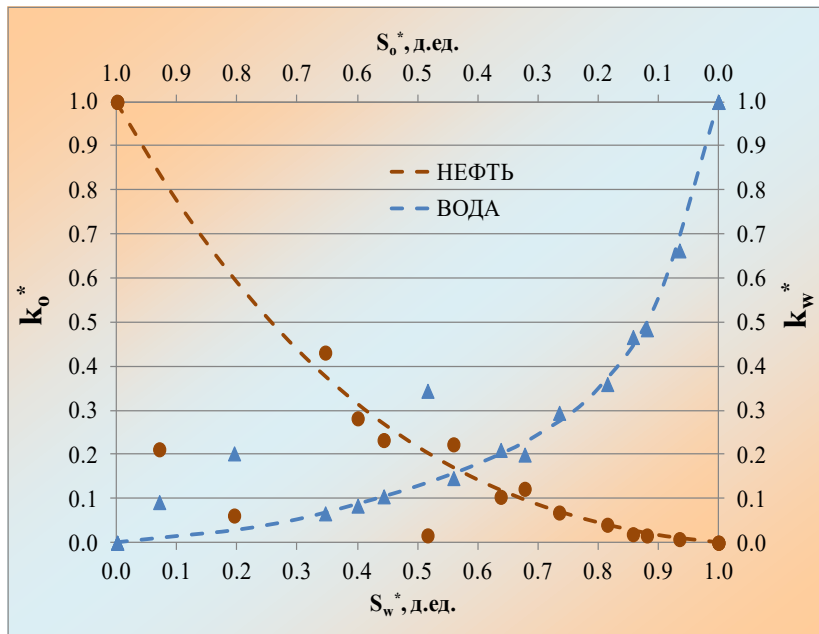
в системе нефть-вода ( $1 - S_{orw} > S_{wcr}$ );  $S_{wi}$  – начальная водонасыщенность ( $S_{wcr} < S_{wi} < 1 - S_{orw}$ ).

$K_{rw}(S_{orw})$  – относительная проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности;  $K_{rw}(S_{wmax})$  – относительная проницаемость воды при максимальной водонасыщенности (т. е. при 100%);  $K_{ro}(S_{wmin})$  – относительная проницаемость нефти при минимальной водонасыщенности. (Для значений от  $s_{wmin}$  до  $1 - S_{orw}$ ).

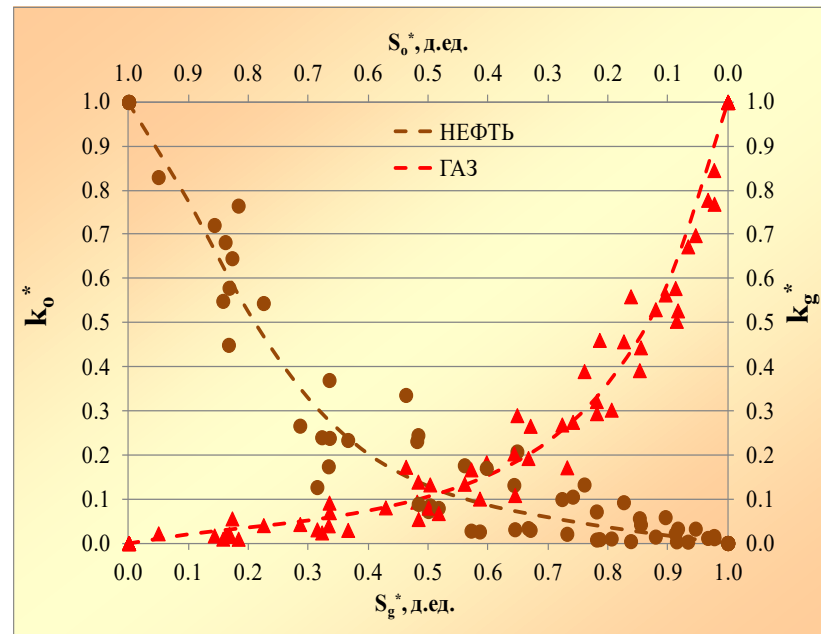


Кривые ОФП для нефти в случаях 2-фазной и 3-фазной насыщенности и смешивающегося вытеснения для регионов

# РЕЗУЛЬТАТЫ УСРЕДНЕНИЯ ОФП




а) система нефть-вода



б) система нефть-газ

# КРИТЕРИИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОВЫМИ МЕТОДАМИ ДЛЯ ПЛАСТА БУ10 УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

Технология увеличения нефтеотдачи, источник, количество	Пластовые условия						Свойства нефтей	
	тип породы	m, %	Кпр, мкм <sup>2</sup>	H, м	T, °C	Кнн, %	плотность, кг/м <sup>3</sup>	вязкость, мПа·с
БУ <sub>10</sub> Уренгойское месторождение	песчаник	16,8	0,034	2745	79	56	842	0,49
Смешивающееся вытеснение нефти СН	доллом. песчан. известн.	4-26 <u>опт.</u> до 20	0,008-5 <u>опт.</u> 0,1-1,0	1212-4350	55-143	25-98	751-928 <u>опт.</u> 820-860	0,1-2,0 <u>опт.</u> до 0,5
Смешивающееся вытеснение нефти CO <sub>2</sub>	доллом. песчан.	4-26 <u>опт.</u> 10-20	0,001-0,170 <u>опт.</u> до 0,1	800-3215	28-121	35-89	805-887 <u>опт.</u> 820-860	0,4-6,0 <u>опт.</u> 1-3
Смешивающееся вытеснение нефти N <sub>2</sub>	песчан. известн.	14-27	0,03-3,40	до 4620	75-140	>30	775-904	0,2-3,7
Несмешивающееся вытеснение нефти CO <sub>2</sub>	песчан.	18-32	0,06-0,75	605-1620	36-54	44-80	904-979	6-592
Несмешивающееся вытеснение нефти N <sub>2</sub>	песчан. доллом.	17-26	2,80-9,17	330-1380	28-76	н/д	876-959	4-25

 - критерию не соответствует

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ РАЗЛИЧНЫМИ РАБОЧИМИ АГЕНТАМИ НА ЭЛЕМЕНТЕ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА БУ(11)2 УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

Показатели	Единицы измерения	Вода	Газ	Водогазовое воздействие	CO <sub>2</sub>	Азот
<b>Объем добычи нефти</b>	тыс.т	34	28	42	35	30
<b>Объем закачки агента</b>						
<b>вода</b>	тыс.т	221	0	273	0	0
<b>УВ газ</b>	млн.м <sup>3</sup>	0	48	72	0	0
<b>азот</b>	млн.м <sup>3</sup>	0	0	0	0	52
<b>CO<sub>2</sub></b>	млн.м <sup>3</sup>	0	0	0	61	0
<b>Фонд добывающих скважин</b>	СКВ.	2	0	2	2	2
<b>Фонд нагнетательных скважин</b>	СКВ.	1	0	1	1	1

## РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИРОСТА КИН

Технология	КИН	прирост КИН, %
Заводнение	0.165	0.0
ППД: закачка азота	0.173	4.7
ППД: закачка газа сепарации	0.170	2.6
ВГВ: вода/газ = 2:1	0.181	9.5
ВГВ: вода/газ = 1:1	0.177	6.8
ВГВ: вода/газ = 1:2	0.171	3.7



**Каковы же причины расхождения фактических данных ОПР и модельных расчетов?**



# 1. МЕХАНИЗМ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ

Параметр	Eclipse, TMP MORE, t-Навигатор, Техсхема и др. (модель Маскета-Мереса)	HydraSym
Учет инерционных членов: описание волновых процессов	-	+
Вычислительная схема:	неявная	явная
Закон фильтрации	Лин. закон Дарси для ньютоновской жидкости без 2-го закона Ньютон	Лин. закон Дарси для ньютоновской жидкости с учетом 2-го закона Ньютона

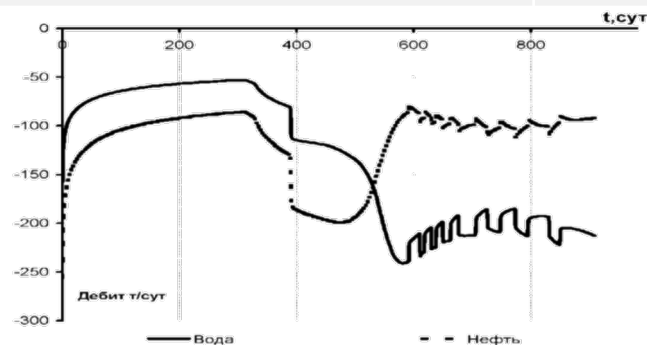


Рис. 1. Пример осцилляции

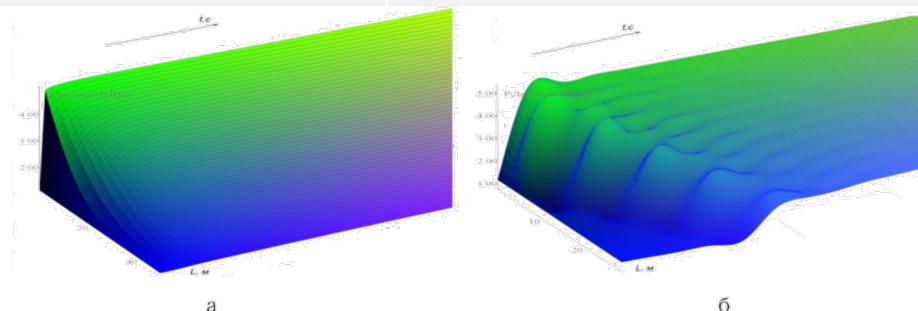


Рис. 4. Сравнение динамики распределения давления вдоль участка призабойной зоны после смены режима притока: а — классическое представление; б — с учетом второго закона Ньютона (гидравлические волны)

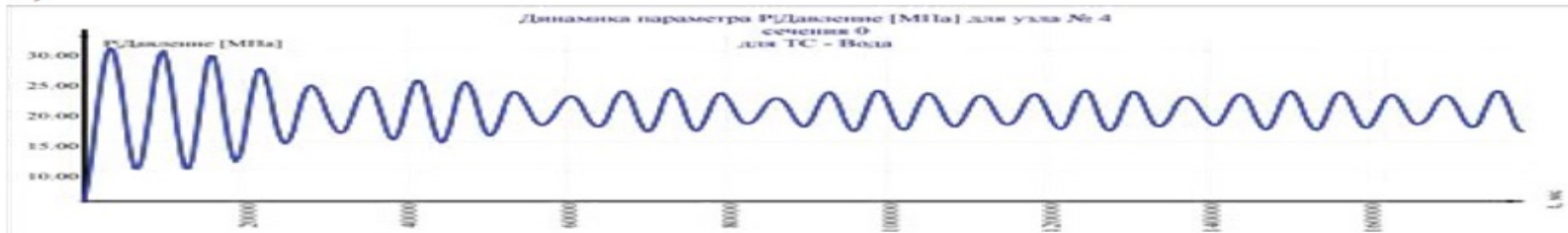
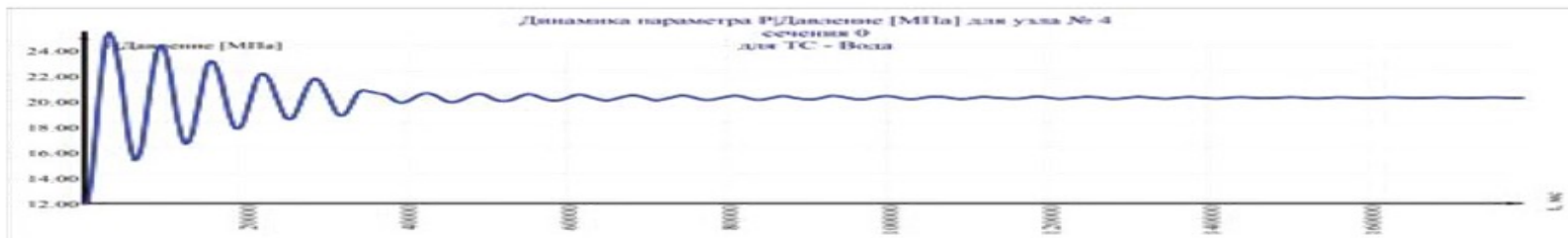
## МЕХАНИЗМ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ

Формула Жуковского Н.Е. для прямого гидроудара:  $\Delta p = \rho_{\text{в}} V_0 c$ ,

где  $\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$  - плотность воды;

$c=1435 \text{ м/с}$  – скорость звуковой волны в воде,

$V_0$  – скорость потока, м/с.





# МЕХАНИЗМ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ

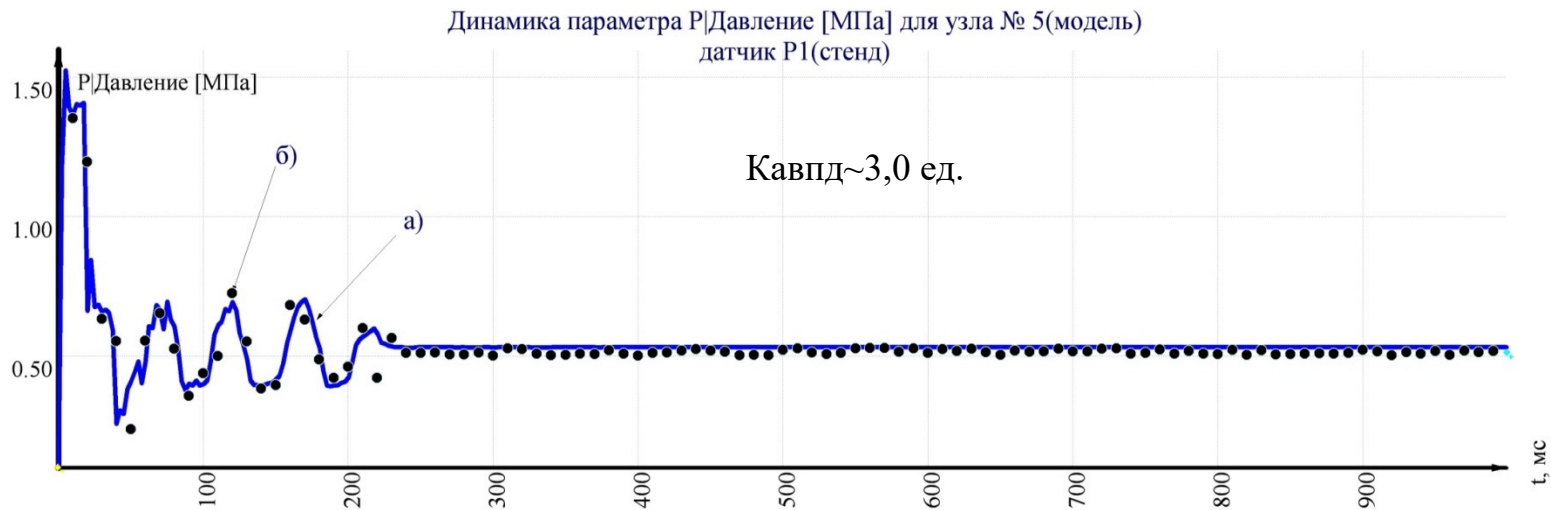
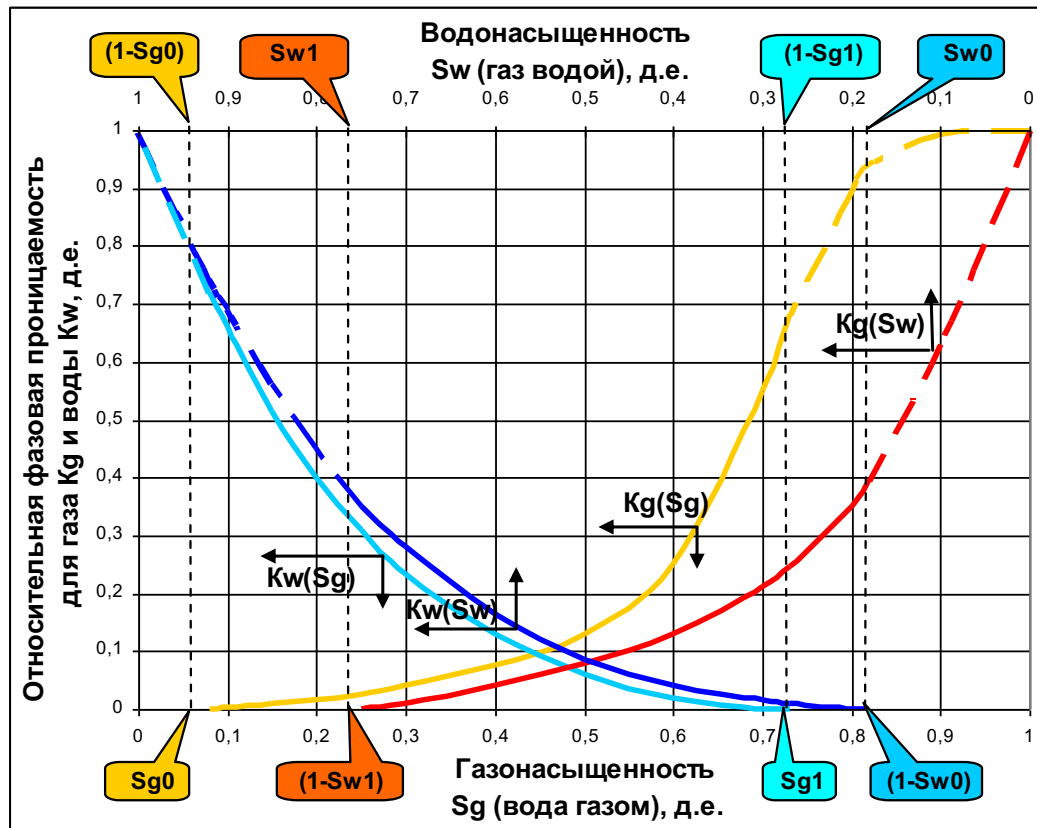


Рисунок – Сравнение динамики давления после запуска насосов: а – расчетная; б – фактическая (см. Морозов В.Ю., Стрекалов А.В.)

## 2. УЧЁТ ГИСТЕРЕЗИСА ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ И ПРОПИТКЕ

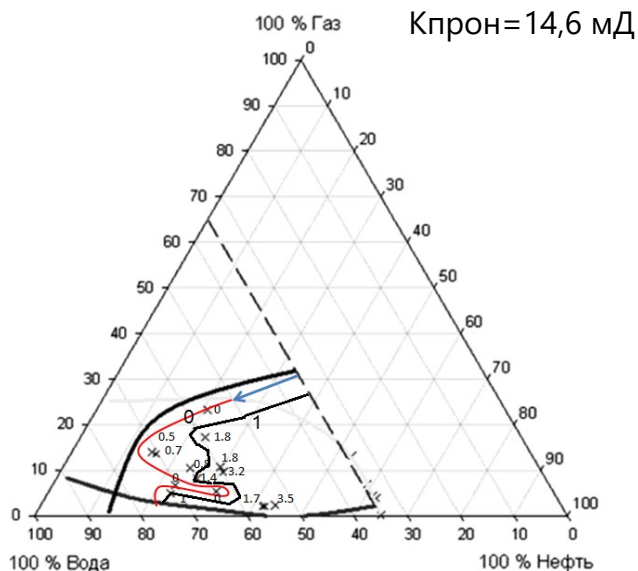


Зависимости ОФП от насыщенности гидрофильных пористых сред для газа и воды в процессе вытеснения и пропитки

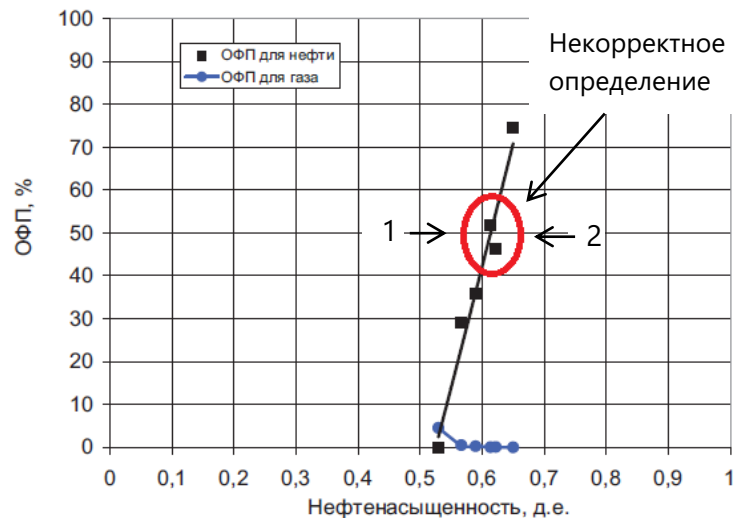
(Михайловский А.А. Научные основы регулирования и контроля количества газа в пористых пластах подземных хранилищ. М.: 2016.)

# ГИСТЕРЕЗИС ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ

Рассохин С.Г., Троицкий В.М., Мизин А.В., Ваньков В.П. Экспериментальное исследование процессов трехфазной фильтрации в термобарических условиях аптских отложений // Вести газовой науки, 2010, №1.



При вытеснении нефти агентами (водой, газом) происходит смешение процессов вытеснения и пропитки, что ведет к многозначности функций фазовой проницаемости



Начальная водонасыщенность – 35 %  
 $P_{мг} = 10$  МПа,  $P_r = 30$  МПа,  $T_{мг} = 65$  °С

Керновая модель пласта. Зависимость ОФП от водонасыщенности для фильтрации нефти и газа в аптских отложениях: 1 – вытеснение нефти газом; 2 – вытеснение газа нефтью

### 3. КОРРЕКТНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОФП ДЛЯ ТРЕХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ (ЛОЖКИН М.Г.)

**Авторами предложен методика, позволяющий построить корректные ОФП (с учетом гистерезиса) для нефти, газа и воды в области трехфазной фильтрации.**

Разработанный лабораторный метод позволяет определить относительные фазовые проницаемости при последовательной псевдостационарной фильтрации.

Данный метод обладает преимуществом относительно метода стационарной фильтрации в скорости определения, а относительно метода нестационарной фильтрации – в точности определения относительных фазовых проницаемостей.

Предложенный метод отличается от известных устранением влияния гистерезиса проницаемости и пригоден для исследования на низкопроницаемых образцах керна.



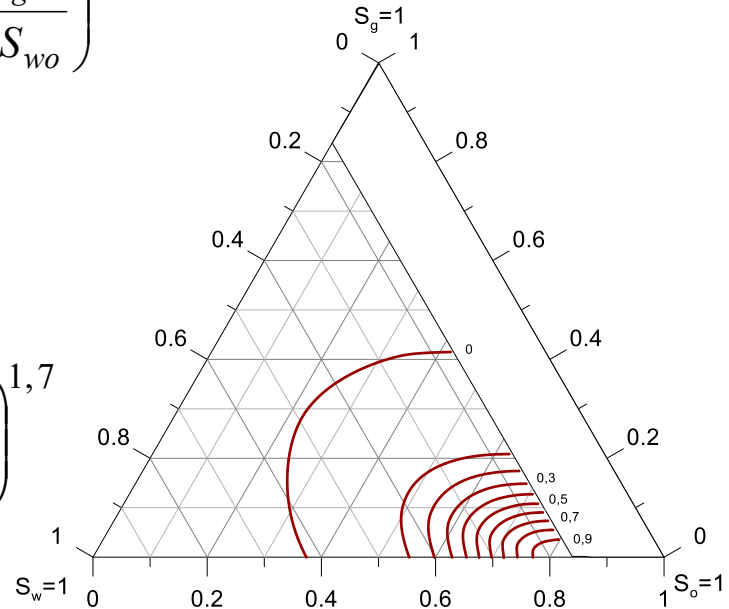
## ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХФАЗНЫХ ОФП НА ПРИМЕРЕ $k_{ro}$

$$k_{ro}(S_w, S_g) = k_{ro \max} e^{E_1 \left( \frac{1-S_w}{1-S_{w0}} \right)^{P_1} + E_2 \left( \frac{S_g}{1-S_{w0}} \right)^{P_2}}$$

где  $k_{ro}$  – поверхность фазовой проницаемости по нефти

Пример построения  $k_{ro}$ :

$$k_{ro} = e^{-22,21 \left( \frac{S_w - 0,13}{1 - 0,13} \right)^{2,126} - 20,33 \left( \frac{S_g}{1 - 0,13} \right)^{1,7}}$$



$S_o$  – нефтенасыщенность;  $S_w$  – водонасыщенность;

$S_g$  – газонасыщенность;  $S_{w0}$  – связанная водонасыщенность;

$E_1, E_2, P_1, P_2$  – параметры, определенные по лабораторным данным

## 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФУНКЦИИ БАКЛИ-ЛЕВЕРЕТТА ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ ВЫТЕСНЕНИЯ

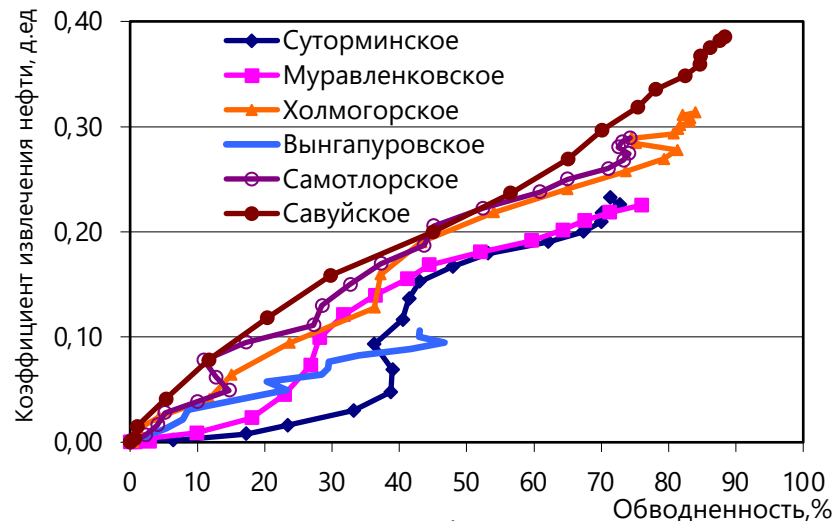
Функциональной зависимости между накопленными отборами нефти и жидкости или накопленными отборами и обводненностью:

$$Q_H = F_1(Q_{ж}) \quad (1)$$

или

$$Q_H = F_2(f) = F_2(f_H); \quad (2)$$

$$f = \frac{dQ_{в}}{dQ_{ж}}; \quad f_H = \frac{dQ_H}{dQ_{ж}}$$



где  $Q_H$ ,  $Q_{в}$ ,  $Q_{ж}$  – накопленная добыча нефти, воды, жидкости с начала разработки, тыс. т;  
 $f$  – обводненность продукции, д.ед.;  $f_H = 1 - f$  – доля нефти в потоке, д. ед.

# ТАБЛИЦА ОСНОВНЫЕ ФОРМУЛЫ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫТЕСНЕНИЯ

Автор	$Q_H = F_1(Q_{ж})$	$Q_H = F_2(f_H)$
1. Камбаров Г.С.	$Q_H = Q_0 - b/Q_{ж}$	$Q_H = Q_0 - \sqrt{\epsilon^*(1-f_H)}$
2. Лысенко В.Д.	$Q_H = Q_0 (1 - \exp(-b Q_{ж} / Q_0))$	$Q_H = Q_0 \left(1 - \frac{f}{\epsilon}\right)$
3. Ревенко В.М.	$Q_H = Q_0 (1 - (1-d)(Q_{ж} / Q_0 d)^{-a})$ , где $d = Q_{пр} / Q_0$	$Q_H = Q_0 (1 - (1-d)f_H^d)$
4. Назаров С.Н., Сипачёв Н.В.	$\frac{Q_{ж}}{Q_H} = \frac{Q_{ж} - Q_H}{Q_0} + \epsilon$	$\left(\frac{Q_0 - Q_H}{Q_0}\right)^2 = \frac{(\epsilon - 1)f_H}{1 - f_H}$
5. Медведский Р.И.	$Q_H = Q_0 \left\{1 - (1-d) \left(1 + \frac{1}{a} \frac{d}{1-d} \frac{Q_{ж}}{Q_0 d}\right)^{-a}\right\}$	$Q_H = Q_0 (1 - (1-d) f_H^{d1})$
6. Сазонов Б.Ф., Максимов М.И.	$Q_H = A + B \cdot \ln Q_{ж}$	$Q_H = A + B \cdot \ln \frac{B}{f}$

# ТАБЛИЦА ЗАВИСИМОСТЕЙ

Автор	$Q_H = F_1(Q_{ж})$	$Q_H = F_2(f_H)$
7. Обобщённая Назарова С.Н.–Сипачева Н.В.	$Q_{\sigma} = Q_0 \frac{\sigma - 1}{1 - \alpha} \left(1 - \left(1 - \frac{Q_H}{Q_0}\right)^{1-\alpha}\right)$	$\left(\frac{Q_0 - Q_H}{Q_0}\right)^{\alpha} = \frac{(\sigma - 1)f_H}{1 - f_H}$
8. Андреев В.А. (зависимость LR)	$Q_H = Q_0 - (Q_0 - Q_H) \cdot \exp\left\{-L \left(\frac{Q_{ж}}{Q_{ж}^*} - 1\right) - R \cdot \ln\left(\frac{Q_{ж}}{Q_{ж}^*}\right)\right\}$ при R=0-зависимость Лысенко, при L=0-зависимость Ревенко	$Q_{ж} - \beta Q_H = \frac{\sigma - \beta}{1 - \alpha} Q_0 \left(1 - \left(\frac{Q_0 - Q_H}{Q_0}\right)^{1-\alpha}\right)$
9. Андреев В.А. (зависимость АВ)	$\frac{(Q_0 - Q_H^*) \cdot (Q_H - Q_H^*)}{(Q_0 - Q_H)} = A \cdot (Q_{ж} - Q_{ж}^*) + B \cdot (Q_H - Q_H^*)$ обобщение зависимости Назарова - Сипачёва	
10. Зависимость МБА <sub>1</sub> (Мулявин С.Ф., Бяков А.В., Андреев В.А.)	$Q_{ж} - Q_H = Q_0^* [(b-1)/(1-a)^* [1 - (1 - Q_H/Q_0)]]^{1-a}$ при $\beta=1$ – обобщённая зависимость Назарова-Сипачёва при $\beta=0$ - зависимость Медведского Р.И. где $\alpha=1/d_1$ ,	$\left(\frac{Q_0 - Q_H}{Q_0}\right)^{\alpha} = \frac{(\sigma - \beta)f_H}{(1 - \beta f_H)}$ $\sigma = (1 - d)^{\alpha}$
11. Зависимость МБА <sub>2</sub> (Андреев В.А.)	$Q_{ж} = Q_* + a(Q_H - Q_{H^*}) + \sigma Q_H^* \left[ \left(\frac{Q_0 - Q_{H^*}}{Q_0 - Q_H}\right)^e - 1 \right]$	$f = \frac{Q_H - Q_0}{\alpha Q_H + \sigma Q_{ж} + c}$



# ПРЕИМУЩЕСТВА И ОГРАНИЧЕНИЯ

**Преимущества метода** характеристик вытеснения:

- небольшой объем исходной промысловой информации;
- интегральный учёт геолого-физических характеристик;
- простота и оперативность применения.

**При этом имеются ограничения данного метода:**

- применим при сложившейся системе заводнения и фактической плотности сетки скважин;
- эффективен при достижении обводнённости более 30 %.

**На практике характеристики вытеснения** используются:

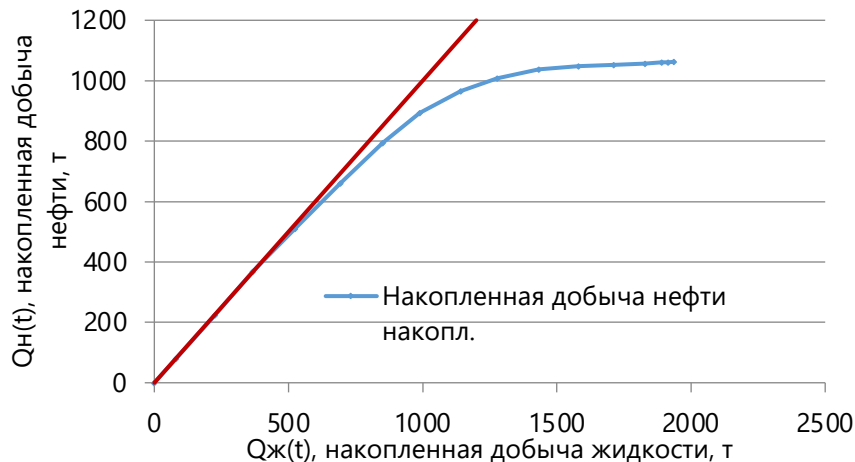
- для определения потенциально-извлекаемых запасов нефти ( $Q_0$ );
- для расчета коэффициента охвата вытеснением;
- для оценки эффективности ГТМ и МУН;
- **для определения функции Бакли-Левретта.**

# РАСЧЕТ ФУНКЦИИ БАКЛИ-ЛЕВЕРЕТТА

Зависимости Велджа:

$$\begin{cases} f(x) = 1 - T'(x); \\ f'(x) = 1/x, x; \\ \sigma(x) = T(x) - x \cdot T'(x). \end{cases}$$

где  $x = Q_{ж}(t)/Q_0$ ;  $T(x) = Q_{н}(t) / Q_0$   
 $x \in [\delta, \infty)$ ,  $\delta = 1/f'(0)$



Либо явно:

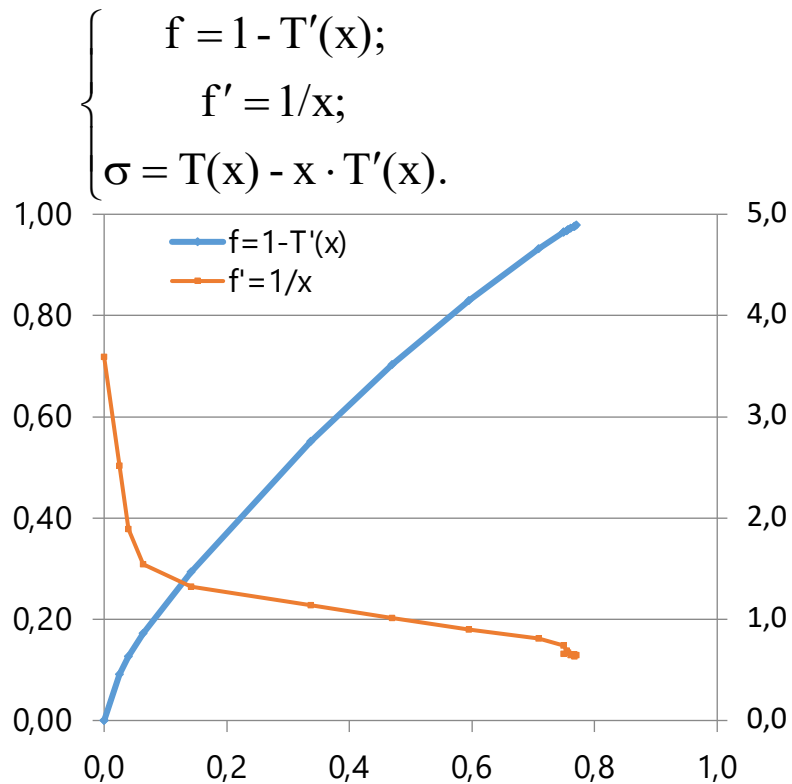
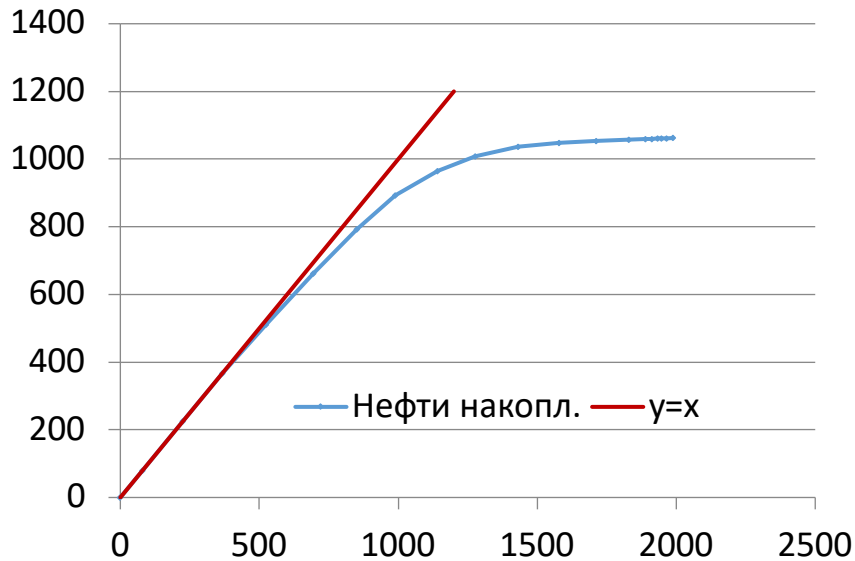
$$T(x) = x \int_0^{1/x} \psi(\lambda) d\lambda,$$

где  $\sigma = \psi(\lambda)$  - функция, обратная к  $\lambda = f'(\sigma)$ .  
 При этом  $T(x) \equiv x$ , если  $x \leq \delta$ .

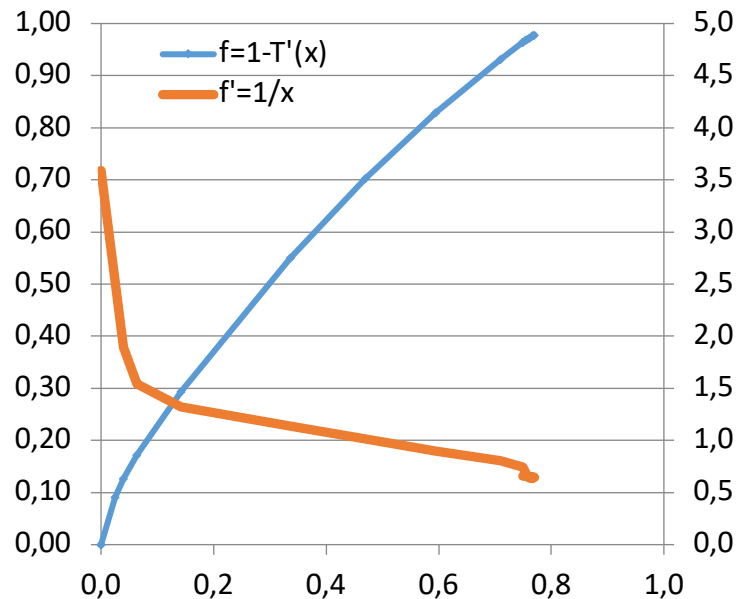
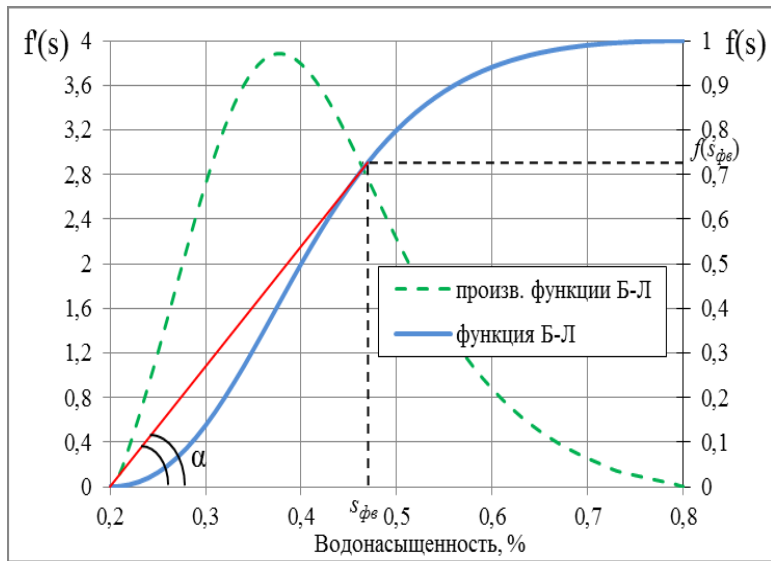
Андреев В.А. О математическом описании процессов разработки нефтяных месторождений / Сб. научных трудов. Применение математических методов. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1990. С.124-131.

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФУНКЦИИ Б-Л ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

Вывод функции осуществляется на основании уравнений Велджа:

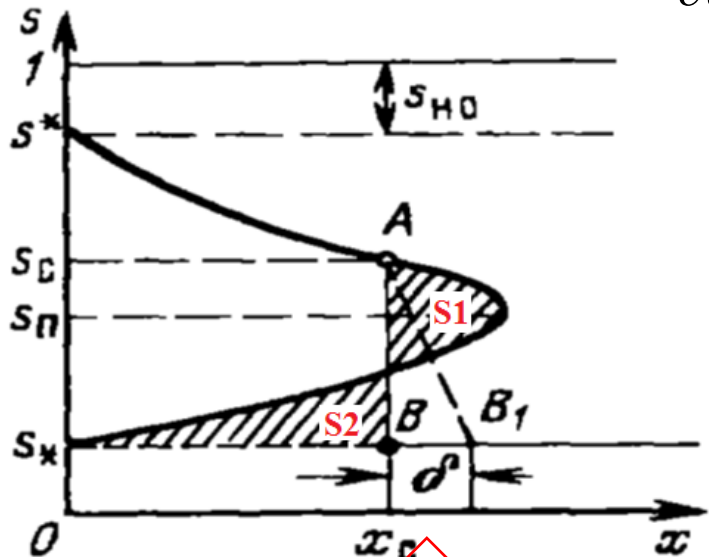


# СОПОСТАВЛЕНИЕ ФУНКЦИИ БАКЛИ-ЛЕВЕРЕТТА И ЕЁ ПРОИЗВОДНОЙ

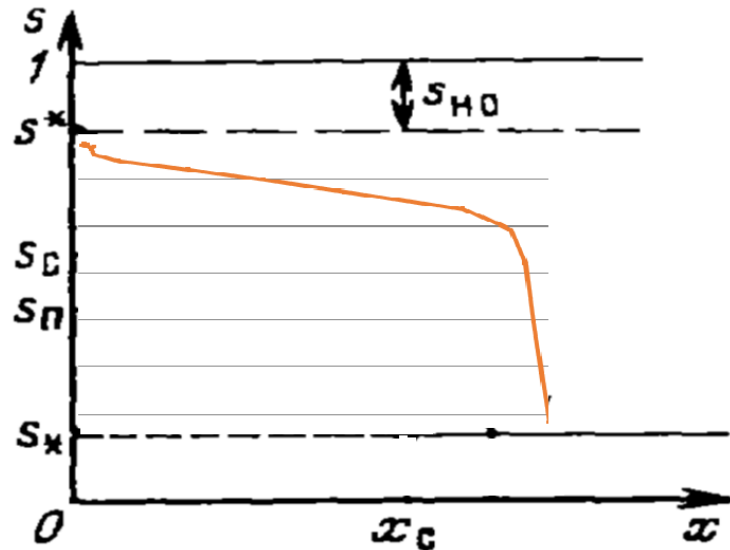


## ФРОНТ ВЫТЕСНЕНИЯ ПО МОДЕЛИ БАКЛИ-ЛЕВЕРЕТТА

$$m\Delta \frac{\partial x}{\partial t} = q(t)f'(\sigma)$$



235



«СКАЧЕК» НАСЫЩЕННОСТИ ПРИ УСЛОВИИ МАТ.БАЛАНСА:  $S_1 = S_2$ !

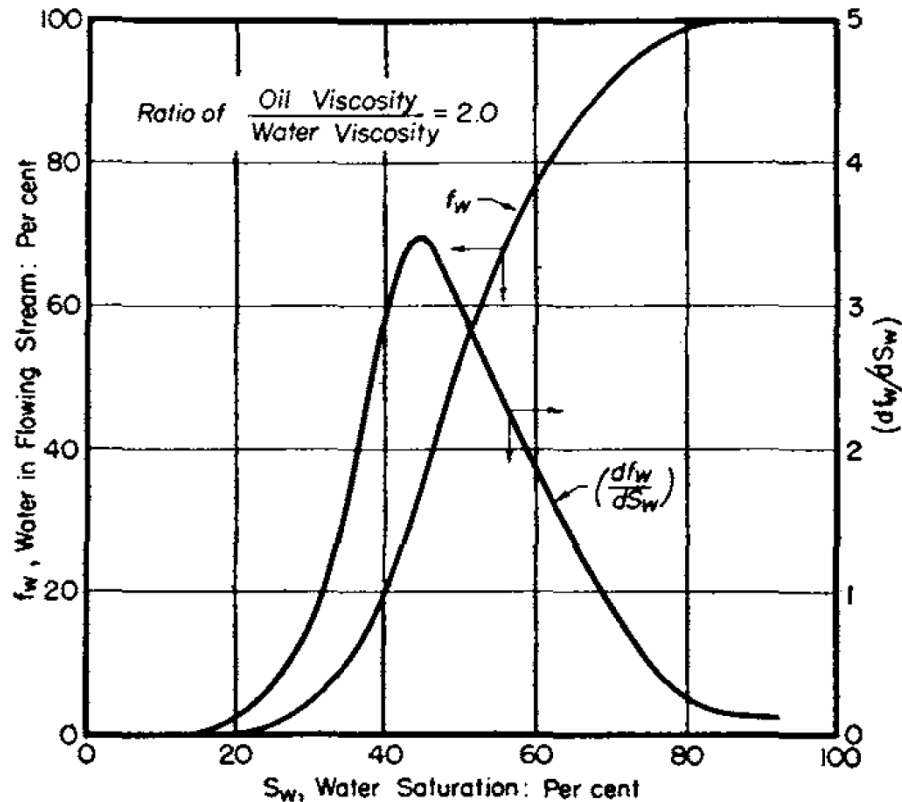
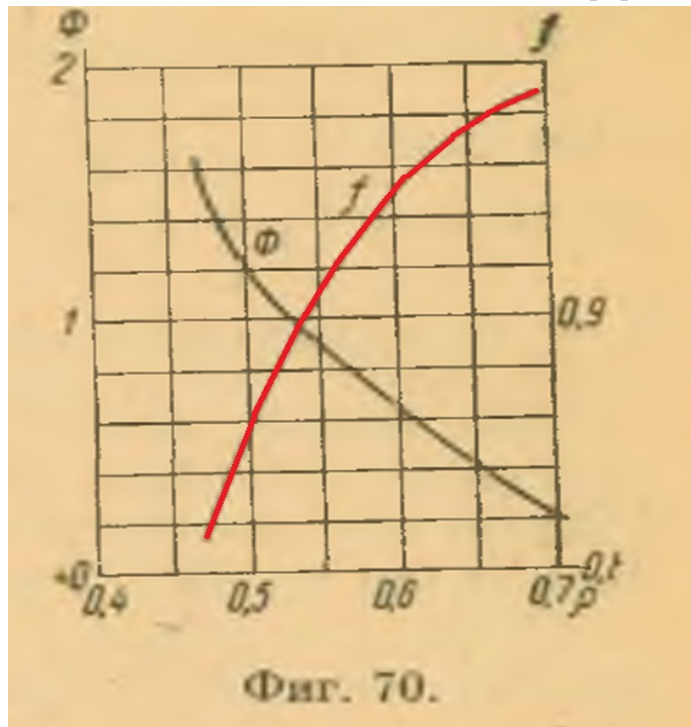


FIG. 2.— $f_w$  AND  $\frac{df_w}{dS_w}$  AS FUNCTION OF  $S_w$  FOR UNCONSOLIDATED SAND.

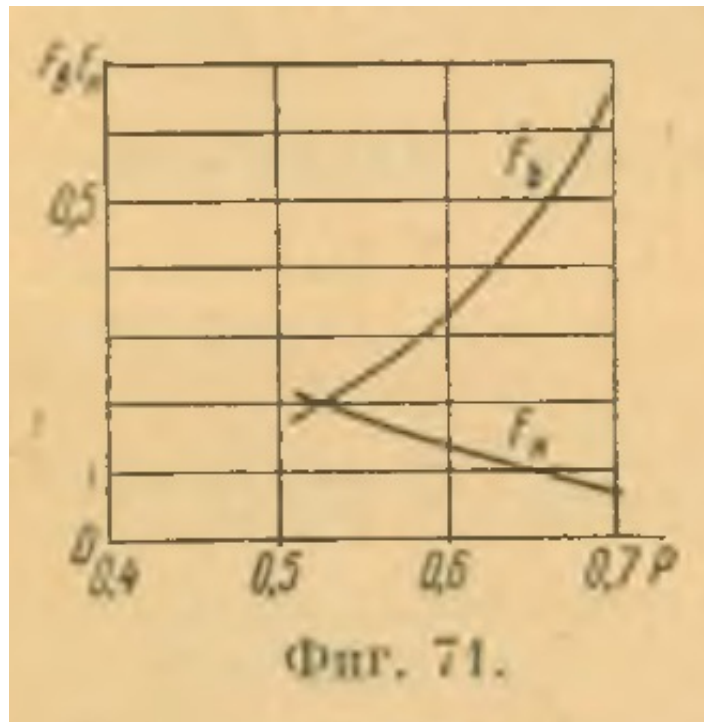
Buckley S.E., Leverett M.C.  
Mechanism of fluid displacement  
in sands, Trans. AIME, 146,  
1942, 107-116.

Mechanism of Fluid Displacement in Sands  
BY S. E. BUCKLEY AND M. C. LEVERETT,\* MEMBERS A.I.M.E.  
(New York Meeting, February 1941)

# ЭФРОС Д.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ НЕОДНОРОДНЫХ СИСТЕМ. – М.: ГОСТЕХИЗДАТ, 1963. 351 С.

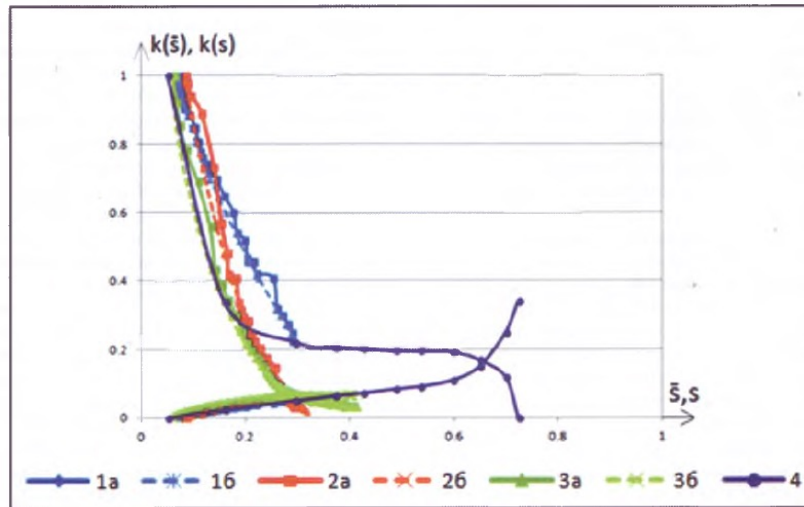
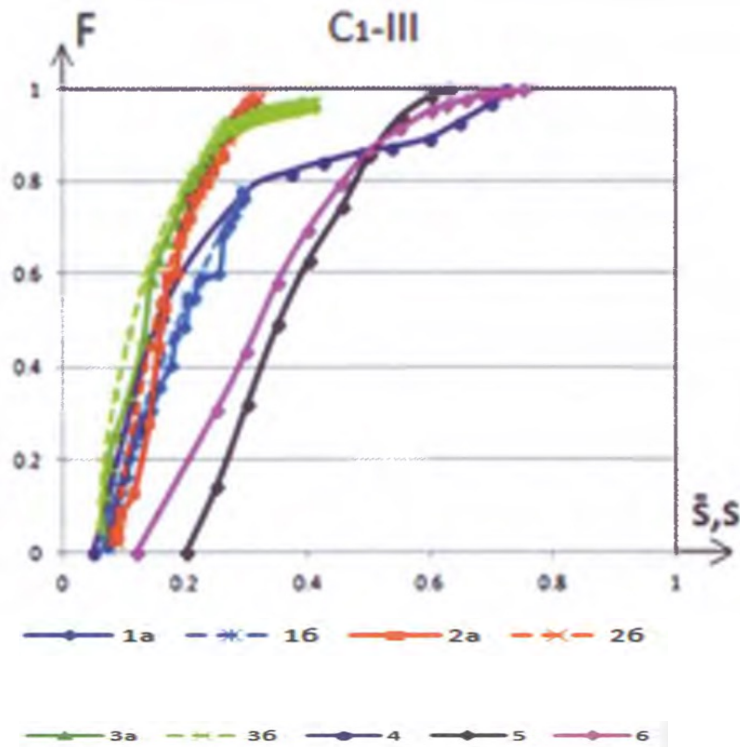


Функция Бакли-Лeverетта -  $f$  и ее производная -  $\Phi$   
(Эфрос наш Даниил Абрамович., стр.157)



Функция ОФП (Эфрос Д.А., стр.157)

# КАНЕВСКАЯ РЕГИНА ДМИТРИЕВНА



Каневская Р.Д., Ершов Т.Б., Вольнов И.А. Оценка перспектив доработки Вятской площади Арланского месторождения на основе геолого-технологической модели // ж. Нефтяное хозяйство. 2008. № 3. С. 40-43.



## ВЫВОДЫ:

1. Результаты лабораторных и опытно-промышленных работ показывают эффективность реализации водогазовых технологий.
2. Программы гидродинамического моделирования не учитываются некоторые нюансы процесса вытеснения нефти газом, водой и водогазовой смесью, что не позволяет достоверно оценить технологический эффект.
3. Рекомендуется применить характеристики вытеснения для определения функции Бакли-Левретта и ОФП по промысловым данным.
4. Необходимо проведение опытно-промышленных работ на полигонах исследуемых объектов с последующей адаптацией на 3Д модели реализации рекомендуемой технологии.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев В.А. О математическом описании процессов разработки нефтяных месторождений / Сб. научных трудов. Применение математических методов. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1990. С.124-131.
2. Атанов Г.А., Вашуркин А.И., Ревенко В.М. К вопросу прогнозирования разработки нефтяных месторождений по промысловым данным // Проблемы нефти и газа Тюмени. Тюмень, 1973. Вып. 17.С. 15-17 (35-36).
3. Медведский Р.И. Универсальный закон изменения дебита скважин в период его падения // Сб. науч. трудов ЗапСибНИГНИ «Технико-экономические кондиции месторождений Западной Сибири». Тюмень, 1987. С. 26-35.
4. Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений Главтюменнефтегаза. РД 39-0147035-254-88Р, ВНИИ, 1988.
5. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. РД 153-39.1-004-96. М.: 1993. 88с.
6. Buckley S.E., Leverett M.C. Mechanism of fluid displacement in sands, Trans. AIME, 146, 1942, 107-116.





# СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»



Мулявин Семен Федорович



+7 (912) 922 75 04



muljavinsf@tyuiu.ru

