

УДК 622.276.3

Применение методов физического и математического моделирования для оценки эффективности использования технологии водогазового воздействия на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении

В.М. Троицкий^{1*}, Б.А. Григорьев¹, С.Г. Рассохин¹, А.Ф. Соколов¹, А.Л. Ковалёв¹,
И.Ю. Корчажкина¹, Е.Л. Фомин¹, А.В. Мизин¹, В.П. Ваньков¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: нефтяное месторождение, коэффициент извлечения нефти, обоснование эффективности водогазового воздействия, гидродинамическое моделирование, ядерная модель, математический эксперимент, Чаяндинское месторождение.

Тезисы. Для эффективной разработки нефтяных месторождений уже на стадии проектирования важно правильно подобрать необходимую технологию извлечения максимально возможного количества нефти, содержащейся в пласте. В настоящее время в промысловой практике для повышения коэффициента нефтеотдачи наиболее широко используют технологию водогазового воздействия (ВГВ). При этом еще нет полной ясности, каким образом проводить вытеснение для достижения максимального коэффициента извлечения нефти (КИН).

В этой связи изучение процессов фильтрации при использовании метода ВГВ на моделях пласта с последующей разработкой цифровых гидродинамических моделей и их апробацией на конкретных участках продуктивной залежи представляет несомненный научный и практический интерес.

Настоящая статья посвящена обоснованию эффективности ВГВ при разработке нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ по результатам синергии лабораторных исследований на ядерных моделях пласта и математических экспериментов на конкретных полигонах месторождения.

Методика экспериментальных исследований

На моделях пласта (МП), составленных из ядерного материала ботубинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), с помощью прецизионной установки двухфазной фильтрации¹ [1] выполнены 18 фильтрационных экспериментов. В ходе исследований полностью воспроизводились пластовые условия месторождения: пластовое давление $P_{пл} = 13,2$ МПа; пластовая температура $t_{пл} = 11$ °С; горное давление $P_{гор} = 35$ МПа. В качестве флюидов использовались рекомбинированная проба нефти (РПН), натурная вода минерализацией 397 г/л, азот, углекислый газ, газ сепарации. Составные МП трех типов (табл. 1) испытаны циклично чередующимися водогазовыми воздействиями (ВГВ) (применялись два цикла² закачки: $Z = 0,1$ и $Z = 0,25$) с участием различных агентов вытеснения (азота, углекислого газа, газа сепарации). Вода и газ закачивались попеременно в каждом цикле в равных объемах. После каждого опыта МП разбирались, ядро экстрагировалось, и далее МП вновь формировалась для определения коэффициента вытеснения нефти ($K_{выт}$) последующим агентом.

Остаточная водонасыщенность $S_{в,о}$ моделей не создавалась по следующим соображениям: во-первых, $S_{в,о}$ коллектора ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ редко превышает 10 % (обычно $S_{в,о} = 4...7$ % [2]); во-вторых, неоднократно отмечалось [2, 3], что создание $S_{в,о}$ в образцах ядра Чаяндинского НГКМ приводит к изменению структуры порового пространства за счет растворения галлита; в-третьих,

¹ См. Relative permeability coreflooding system with data acquisition and control system: operating and instruction manual. – Tulsa: Temco Inc., 1995.

² Под коэффициентом цикличности Z будем в дальнейшем понимать отношение объема порции

закачиваемого агента (например, газа) до замены его на воду к полному поровому объему: $Z = \frac{V_{ат}}{V_{пор}}$.

сравнение характеристик двухфазной фильтрации в образцах керна Чайядинского НГКМ (относящихся к одной литологической группе), полученных в присутствии и в отсутствии остаточной воды, не подтверждает влияния $S_{в.о}$ на фильтрационные характеристики [2, 3].

РПН, использовавшаяся в качестве нефти, получена синтезом разгазированной нефти Чайядинского НГКМ и модельного газа, состав которого определялся результатами стандартной сепарации нефти на скважинах. В табл. 2 приведены составы натурального газа

Таблица 1

Характеристики составных МП для измерения $K_{выт}$ при ВГВ

Лаб. номер образца	Проницаемость по азоту, мД	$V_{пор}$, см ³	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %
Тип «200 мД»					
728/10	275,50	3,1447	2,958	3,041	14,64
719/10	265,90	2,4644	2,881	3,048	11,72
695	174,80	1,6786	3,36	2,97	7,21
701/10х-4 (2)	172,76	2,7483	2,77	2,972	14,30
729/10	160,07	3,3040	2,97	3,05	15,23
701/10 х-4 (1)	131,59	2,2817	2,86	2,977	11,46
МП	196,6	15,6216	17,80	3,009	12,30
Тип «700 мД»					
9	961,90	6,8887	4,932	2,972	20,13
705	775,51	2,2735	4,875	2,975	6,71
726/10	673,40	3,7028	2,856	3,035	17,92
713А	671,00	2,9376	4,52	2,975	9,35
698	512,99	3,0550	4,615	2,977	9,51
МП	727,1	18,8576	21,80	2,983	12,36
Тип «1650 мД»					
2	1987,40	6,1486	4,099	2,972	21,62
7	1972,50	6,7093	4,597	2,944	21,44
779/9 х-41	1722,10	6,4225	4,377	2,97	21,18
8	1707,70	6,3482	4,474	2,973	20,44
6	1484,20	7,1408	4,651	2,994	21,81
1	1363,80	6,3271	4,198	2,98	21,61
3	1316,40	4,8222	3,51	2,986	19,62
МП	1659,89	43,92	29,91	2,974	21,14

Таблица 2

Составы натурального и модельного газов Чайядинского НГКМ, используемых для проведения фильтрационных экспериментов

Компонент	Содержание, % мол.	
	натурный газ	модельный газ
CO ₂	0,016	0,016
N ₂	3,338	3,338
He	0,066	0,066
H ₂	0,010	0,010
CH ₄	68,998	68,889
C ₂ H ₆	12,106	12,199
C ₃ H ₈	7,397	7,395
iC ₄ H ₁₀	1,224	0,000
nC ₄ H ₁₀	3,268	4,492
iC ₅ H ₁₂	0,898	0,000
nC ₅ H ₁₂	1,206	2,114
C ₆₊	1,473	1,481
Σ	100,000	100,000

Таблица 3

**Свойства азота и диоксида углерода,
рассчитанные для пластовых условий
Чаяндинского НГКМ**

Флюид	Плотность, кг/м ³	Вязкость, мПа·с
N ₂	155,81	0,020486
CO ₂	938,12	0,10196

и модельного нефтяного газа, созданного для синтезирования РПН Чаяндинского НГКМ. Видно, что составы натурального и модельного газов полностью идентичны.

Физико-химические свойства агентов вытеснения. В качестве агентов вытеснения использовались газообразный азот, сжиженный при пластовых условиях Чаяндинского НГКМ диоксид углерода и газ сепарации. Для опытов выбирались азот особой чистоты согласно ГОСТ 9293-74 и двуокись углерода высшего сорта по ГОСТ 8050-85³.

В табл. 3 приводятся расчетные данные о плотности и вязкости азота и диоксида углерода, полученные с помощью симулятора NIST REFPROP (по уравнению состояния Гельмгольца для CO₂ [4] и N₂ [5] в редакции Р. Спана и В. Вагнера), моделирующего термодинамические свойства чистых веществ и смесей [6, 7]. Отметим, что вязкости и плотности для азота и диоксида углерода при пластовых условиях Чаяндинского НГКМ различаются приблизительно в пять-шесть раз.

Подготовленные флюиды для вытеснения нефти с помощью насосов подавали в соответствующие аккумуляторы фильтрационной установки, где выдерживали при давлении и температуре опыта не менее суток.

Подготовка эксперимента по определению $K_{\text{выт}}$ (при $S_{\text{в.о}} = 0$) включала следующие этапы:

- вакуумирование МП и подводящих трубок;
- насыщение МП керосином (фильтрацией керосина через МП в количестве пяти поровых объемов) при $P_{\text{пл}}$ и комнатной температуре;
- термостатирование системы при $t_{\text{пл}}$ в течение 6...8 ч;

- замещение керосина на РПН путем фильтрации не менее 5 поровых объемов нефти через МП при $P_{\text{пл}}$.

После указанных процедур начинался основной эксперимент по определению коэффициента вытеснения нефти агентами. Расчеты $K_{\text{выт}}$ производились в соответствии с ОСТ 39-195-86⁴ по формуле

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{выт}}}{V_{\text{нач}}}, \quad (1)$$

где объемы нефти $V_{\text{выт}}$ вытесненной из МП после длительной закачки вытесняющего агента, и начальное содержание нефти $V_{\text{нач}}$ в МП приводятся к пластовым условиям.

Основной эксперимент проводился при термобарических условиях, соответствующих пластовым условиям ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ (см. ранее). Для корректного моделирования процессов вытеснения в продуктивном пласте важно следовать критериям подобия: необходимо соблюдать подобие модельных условий фильтрации натурным при пластовых условиях.

В выполненных экспериментах перепад давления на составной МП устанавливался больше 5 кПа, а длины МП превышали минимально необходимое для соблюдения автомодельности значение [8, 9]. Таким образом, критерии подобия натуральных процессов фильтрации в пласте и фильтрации в моделях пласта полностью соблюдались.

Эффективность агентов вытеснения, как правило, оценивается по результатам фильтрационного эксперимента – определения коэффициента вытеснения нефти различными флюидами. Очень важно при этом, чтобы для всех экспериментов вытеснения параметры флюидально-коллекторной системы были одинаковыми, а именно: во всех экспериментах совершенно идентичными должны быть фильтрационно-емкостные свойства МП, физико-химические свойства нефти и модели воды. Указанные требования выполнялись в настоящих исследованиях строгим поддержанием пластовых условий, соответствующих ботубинскому горизонту Чаяндинского НГКМ, а также использованием во всех экспериментах одних и тех же МП.

³ См. ГОСТ 9293-74. Азот газообразный и жидкий. Технические условия; ГОСТ 8050-85. Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия.

⁴ См. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986 г.

Результаты измерения $K_{\text{выт}}$ при ВГВ

При разработке нефтяных залежей в последнее время широкое применение получила технология ВГВ [10–12]. Указано, что с помощью ВГВ удается вытеснить до 97 % нефти [10]. Показано также, что эффективность ВГВ сильно зависит от скорости смены агентов вытеснения или от коэффициента цикличности Z (см. ранее), при этом $K_{\text{выт}}$ значительно превосходит значения, полученные в результате использования индивидуальных агентов: азота, газа сепарации и воды. На рис. 1 показана схема циклической закачки газа и воды при $Z = 0,1$ и $Z = 0,25$.

В ходе описываемых экспериментов по вытеснению нефти с помощью технологии ВГВ испытаны два режима чередующейся закачки агента (см. ранее) и пластовой воды: $Z = 0,1$ и $Z = 0,25$. Далее на рис. 2–7 и в табл. 4–9 представлены зависимости $K_{\text{выт}}$ от закачанного объема различных агентов для всех исследованных МП ботуобинского горизонта Чаиндинского НГКМ и двух режимов закачки.

ВГВ «азот + пластовая вода», $Z = 0,1$ (см. рис. 2, табл. 4).

Сравнивая результаты вытеснения нефти при попеременной закачке азота и пластовой воды, легко заметить большую эффективность технологии ВГВ. Для МП «1650 мД» $K_{\text{выт}}$ при попеременной закачке азотом и пластовой водой составляет порядка 72 % при прокачке семи поровых объемов водогазовой смеси и имеет тенденцию к росту при дальнейшей закачке водогазового агента.

ВГВ «азот + пластовая вода», $Z = 0,25$ (см. рис. 3, табл. 5).

Видно, что при $Z = 0,25$ наилучшие характеристики по вытеснению нефти можно также получить на МП «1650 мД»: при указанном режиме цикличности закачки из МП «1650 мД» можно вытеснить до 74 % нефти.

ВГВ «диоксид углерода + пластовая вода», $Z = 0,1$ (см. рис. 4, табл. 6).

В данном случае отмечается высокая эффективность технологии ВГВ. Так, для МП «700 мД» при попеременной закачке углекислотой и пластовой водой $K_{\text{выт}}$ составил около 78 % при прокачке 4,8 поровых объемов водогазовой смеси и имеет тенденцию к дальнейшему росту. Заметим также, что в случае попеременной закачки углекислоты и пластовой воды явной зависимости $K_{\text{выт}}$ от абсолютной проницаемости МП не наблюдается.

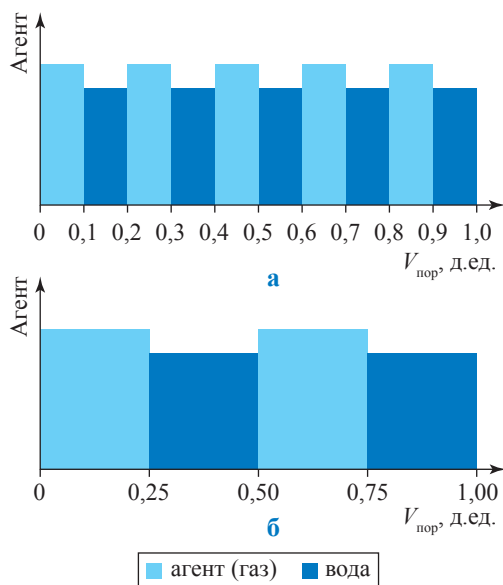


Рис. 1. Схема циклической закачки газа и воды в МП при $Z = 0,1$ (а) и $Z = 0,25$ (б)

ВГВ «диоксид углерода + пластовая вода», $Z = 0,25$ (см. рис. 5, табл. 7).

Видно, что при указанном режиме закачки наилучшие характеристики по вытеснению нефти можно получить на МП «700 мД»: из нее можно вытеснить свыше 75 % нефти. При этом режиме ВГВ конечное значение $K_{\text{выт}}$ практически не зависит от абсолютной проницаемости МП.

ВГВ «газ сепарации + пластовая вода», $Z = 0,1$ (см. рис. 6, табл. 8).

Видно, при указанном режиме цикличности закачки можно вытеснить более 69 % нефти из МП «1650 мД».

ВГВ «газ сепарации + пластовая вода», $Z = 0,25$ (см. рис. 7, табл. 9).

Видно, что при $Z = 0,25$ явная зависимость $K_{\text{выт}}$ от абсолютной проницаемости МП отсутствует. Максимальное значение $K_{\text{выт}} = 0,8212$ характерно для МП «700 мД».

Выбор характеристик адаптированной гидродинамической модели

Для оценки эффективности различных воздействий в масштабе участка залежи необходимо использовать компьютерные модели, применяемые для определения технологических показателей разработки нефтегазовых месторождений. Особенности процессов вытеснения нефти в этих моделях отражаются формой функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и капиллярных давлений.

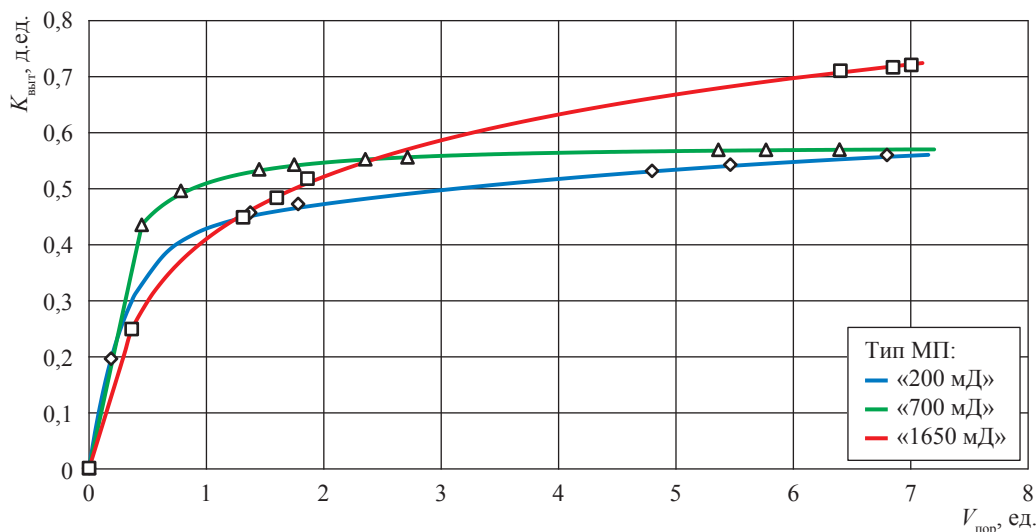


Рис. 2. Динамика $K_{выт}$ для ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ при попеременной закачке азота и пластовой воды порциями 0,1 объема пор для МП различных групп проницаемостей

Таблица 4

Результаты вытеснения нефти из МП Чайядинского НГКМ при циклической закачке азота и пластовой воды ($Z = 0,1$)

МП «200 мД»		МП «700 мД»		МП «1650 мД»	
Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$, д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$, д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$, д. ед.
0	0	0	0	0	0
0,1875	0,1958	0,4504	0,4353	0,3642	0,2491
1,3743	0,4574	0,7828	0,4963	1,3122	0,4488
1,7812	0,4726	1,4489	0,5346	1,6004	0,4838
4,7971	0,5319	1,7482	0,5430	1,8607	0,5180
5,4634	0,5433	2,3538	0,5529	6,4016	0,7114
6,7985	0,5605	2,7131	0,5561	6,8511	0,7174
—	—	5,3621	0,5698	7,0061	0,7216
—	—	5,7689	0,5698	—	—
—	—	6,3940	0,5700	—	—

Источником информации об этих функциях служат экспериментальные исследования на керне. Определение функций производится путем сопоставления измеренных в лабораторном эксперименте значений величин (давлений, расходов, насыщенностей) и значений этих же величин, полученных при математическом моделировании процессов.

Методы интерпретации. Для определения функций ОФП решается обратная задача теории фильтрации. Применяемые при этом методы можно разделить на две группы – прямые и не прямые. В прямых методах используются аналитические решения, позволяющие непосредственно выразить искомым параметр через измеренные величины

с помощью простой вычислительной процедуры. Примером может служить вычисление ОФП по измерениям давлений и расходов на стационарных режимах фильтрации в соответствии с ОСТ 39-235-89⁵. Известны также методы обработки нестационарных режимов (опытов по вытеснению) на основе модели Бакли – Леверетта.

В не прямых методах с помощью математической модели многократно имитируют процесс фильтрации на лабораторной установке и с помощью итерационной процедуры подбирают функции, обеспечивающие наилучшее

⁵ См. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Миннефтепром, 1989.

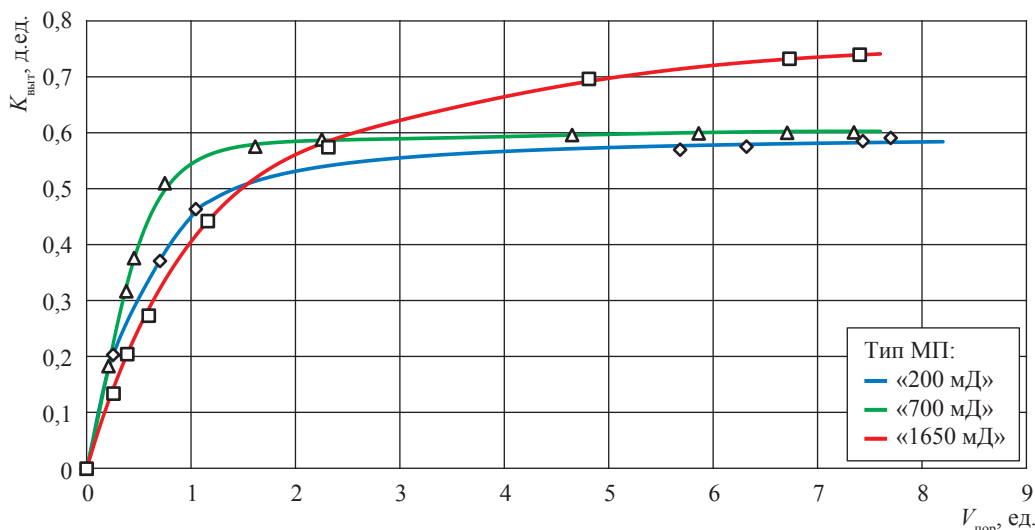


Рис. 3. Динамика $K_{\text{выт}}^{\text{д.ед.}}$ для ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ при попеременной закачке азота и пластовой воды порциями 0,25 объема пор для МП различных групп проницаемостей

Таблица 5

Результаты вытеснения нефти из МП Чайядинского НГКМ при циклической закачке азота и пластовой воды ($Z = 0,25$)

МП «200 мД»		МП «700 мД»		МП «1650 мД»	
Объем закачанного флюида, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}^{\text{д. ед.}}$	Объем закачанного флюида, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}^{\text{д. ед.}}$	Объем закачанного флюида, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}^{\text{д. ед.}}$
0	0	0	0	0	0
0,2553	0,2039	0,2095	0,1833	0,2579	0,1343
0,7028	0,3714	0,3811	0,3171	0,3907	0,2050
1,0465	0,4644	0,4544	0,3768	0,5952	0,2737
5,6836	0,5704	0,7489	0,5106	1,1606	0,4427
6,3185	0,5761	1,6156	0,5760	2,3153	0,5749
7,4340	0,5858	2,2533	0,5887	4,8106	0,6971
7,7007	0,5915	4,6501	0,5968	6,7301	0,7330
–	–	5,8624	0,5995	7,4034	0,7403
–	–	6,7091	0,6009	–	–

воспроизведение измеряемых в опыте величин [13, 14]. В большинстве настоящих экспериментов использована математическая модель одномерной фильтрации двух несмешивающихся несжимаемых жидкостей в недеформируемой пористой среде. Корректность использования одномерной модели проверялась в отдельных случаях на полной трехмерной модели с учетом гравитации.

Для имитации физического процесса фильтрации в лабораторной установке использована модель Рапорта – Лиса [15], включающая уравнения неразрывности фаз и обобщенный закон Дарси:

$$\frac{\partial(mAs_i)}{\partial t} + \frac{\partial q_i}{\partial l} = 0; \tag{2}$$

$$q_i = -KA \frac{k_{ri}}{\mu_i} \frac{\partial p_i}{\partial l}; \tag{3}$$

$$p_{12} = p_2 - p_1, p_{23} = p_3 - p_2, \tag{4}$$

где $i = 1, \dots, n$; $n = 2$ и $n = 3$ для двух- и трехфазной фильтрации соответственно; m – средняя по сечению пористость; K – проницаемость МП; q_i, p_i, s_i – объемный расход, давление и насыщенность фаз соответственно; μ_i, k_{ri}^r – вязкость фазы и ОФП соответственно; p_{12}, p_{23} – капиллярные давления; A – площадь поперечного сечения физической модели.

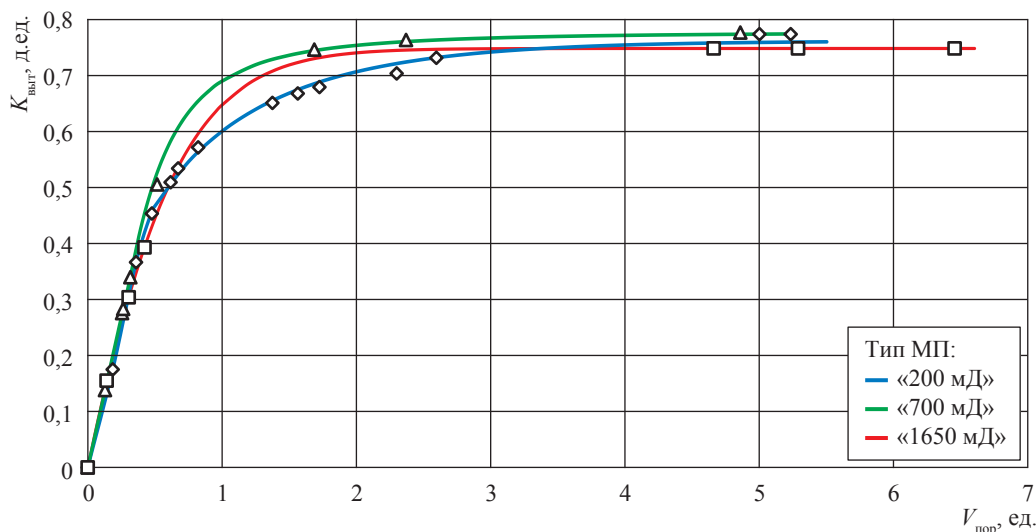


Рис. 4. Динамика $K_{\text{выт}}$ для ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ при попеременной закачке диоксида углерода и пластовой воды порциями 0,1 объема пор для МП различных групп проницаемостей

Таблица 6

Результаты вытеснения нефти из МП Чайядинского НГКМ при циклической закачке диоксида углерода и пластовой воды ($Z = 0,1$)

МП «200 мД»		МП «700 мД»		МП «1650 мД»	
Объем закачанных флюидов, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$, д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$, д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$, д. ед.
0	0	0	0	0	0
0,1858	0,1752	0,1278	0,1381	0,1412	0,1550
0,3591	0,3670	0,2556	0,2757	0,3051	0,3043
0,4774	0,4539	0,2635	0,2832	0,4226	0,3935
0,6168	0,5100	0,3171	0,3401	4,6591	0,7493
0,6733	0,5345	0,5170	0,5061	5,2862	0,7493
0,8214	0,5722	1,6867	0,7469	6,4523	0,7493
1,3740	0,6519	2,3683	0,7643	–	–
1,5634	0,6685	4,8568	0,7776	–	–
1,7252	0,6799	–	–	–	–
2,2995	0,7044	–	–	–	–
2,5946	0,7325	–	–	–	–
4,9997	0,7745	–	–	–	–
5,2320	0,7745	–	–	–	–

Система уравнений (2)–(4) сводится к дифференциальному уравнению Рапопорта – Лиса:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(f_1 q + K A f_1 \varphi_2 \frac{dp_{12}}{ds_b} \frac{\partial s}{\partial x} \right) = -A m \frac{\partial s_b}{\partial t}, \quad (5)$$

где s_b – водонасыщенность; φ_i, f_i – соответственно подвижность и пронормированная подвижность i -й фазы

$$\varphi_i = \frac{k_i^r}{\mu_i}; \quad \varphi = \sum_{i=1}^n \varphi_i; \quad f_i = \frac{\varphi_i}{\varphi}. \quad (6)$$

Физическому процессу сопоставлялась начально-краевая задача для системы (2)–(4). В экспериментах по вытеснению нефти различными агентами начальные значения насыщенности и давления соответствовали начальным пластовым термобарическим условиям. Граничное условие во входном сечении воспроизводило график закачки агентов, а в выходном сечении имитировался концевой эффект, если учитывались капиллярные давления. В тех случаях, когда при интерпретации использовалась модель Бакли – Леверетта, получающаяся

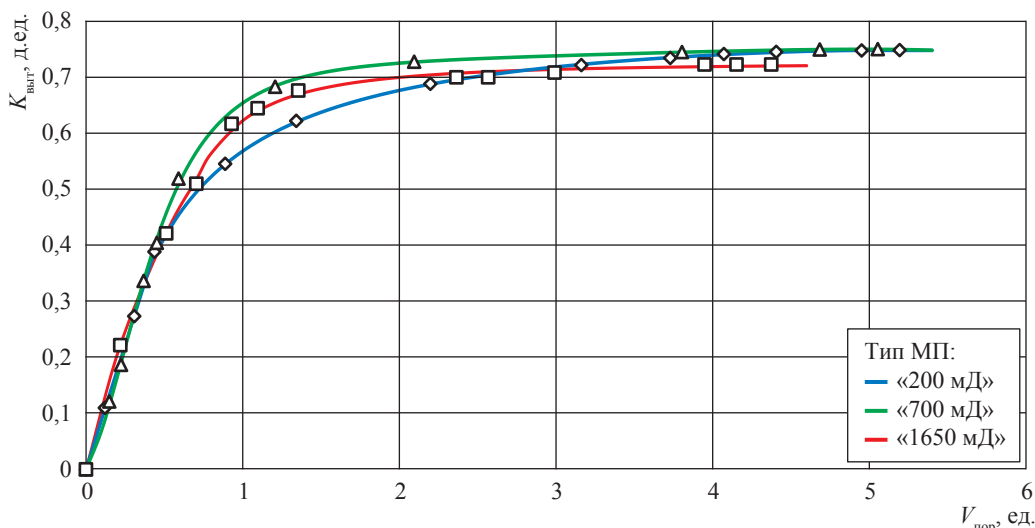


Рис. 5. Динамика $K_{выт}$ для ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ при попеременной закачке диоксида углерода и пластовой воды порциями 0,25 объема пор для МП различных групп проницаемостей

Таблица 7

Результаты вытеснения нефти из МП Чайдинского НГКМ при циклической закачке диоксида углерода и пластовой воды ($Z = 0,25$)

МП «200 мД»		Модель «700 мД»		Модель «1650 мД»	
Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$, д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$, д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$, д. ед.
0	0	0	0	0	0
0,1207	0,1098	0,1491	0,1212	0,1412	0,1550
0,3081	0,2734	0,2233	0,1867	0,3051	0,3043
0,4376	0,3885	0,3684	0,3364	0,4226	0,3935
0,8889	0,5457	0,4526	0,4045	4,6591	0,7493
1,3423	0,6224	0,5909	0,5191	5,2862	0,7493
2,1979	0,6888	1,2075	0,6832	6,4523	0,7493
3,1619	0,7219	2,0954	0,7279	–	–
3,7293	0,7346	3,8044	0,7452	–	–
4,0721	0,7417	4,6837	0,7500	–	–
4,4055	0,7457	5,0542	0,7505	–	–
4,9511	0,7480	–	–	–	–
5,1931	0,7488	–	–	–	–

из уравнений (2)–(4) при нулевом капиллярном давлении, граничное условие в выходном сечении не требуется. В ходе эксперимента обычно измеряют разность давлений на входе и выходе, среднюю насыщенность и накопленный объем вытесненных из МП флюидов.

В настоящей работе выбрана параметризация ОФП в виде степенных зависимостей от s_B по модели Кори⁶:

$$k_B^{отн} = (s_B^*)^{n_B} k_B^{отн.max} \text{ при } s_B^{кр} < s_B < s_B^{max};$$

$$k_B^{отн} = 0 \text{ при } s_B^{min} \leq s_B \leq s_B^{кр};$$

$$k_H^{отн} = (1 - s_B^*)^{n_H} k_H^{отн.max} \text{ при } s_B^{min} < s_B < 1 - s_H^{кр};$$

$$k_H^{отн} = 0 \text{ при } 1 - s_H^{кр} \leq s_B < s_B^{max};$$

$$s_B^* = \frac{s_B - s_B^{кр}}{1 - s_H^{кр} - s_B^{кр}},$$

где $k_B^{отн}$ и $k_H^{отн}$ – значения ОФП для воды и нефти соответственно; $k_B^{отн.max}$ – значения ОФП для воды при максимальной водонасыщенности s_B^{max} ; $k_H^{отн.max}$ – значения ОФП для нефти при минимальной водонасыщенности s_B^{min} ; $s_B^{кр}$ и $s_H^{кр}$ – критические водо- и нефтенасыщенность;

⁶ См. Sendra-2012: user guide / Weatherford Petroleum Consultants AS Trondheim. – 2012.

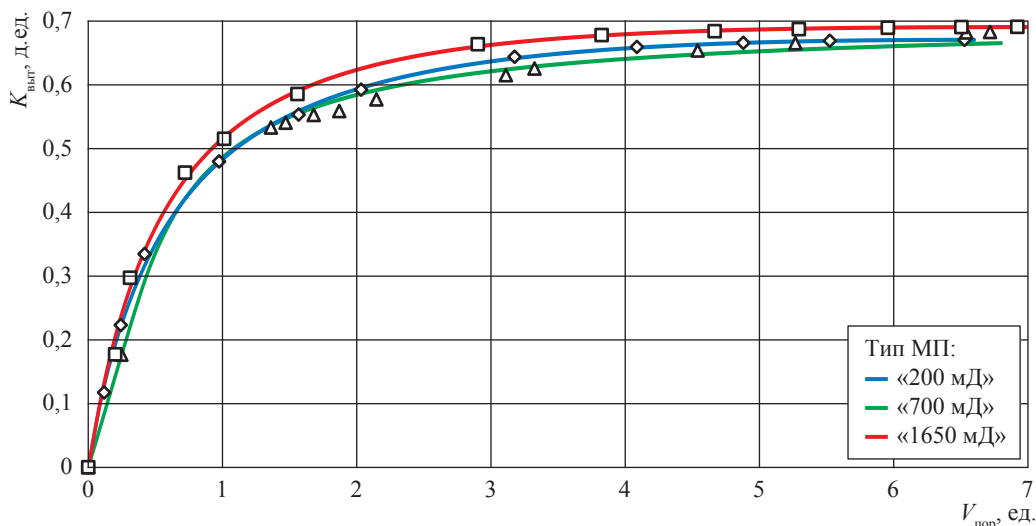


Рис. 6. Динамика $K_{\text{выт}}$ для ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ при попеременной закачке газа сепарации и пластовой воды порциями 0,1 объема пор для МП различных групп проницаемостей

Таблица 8

Результаты вытеснения нефти из МП Чайядинского НГКМ при циклической закачке газа сепарации и пластовой воды ($Z = 0,1$)

МП «200 мД»		МП «700 мД»		МП «1650 мД»	
Объем закачанного флюида, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$, д. ед.	Объем закачанного флюида, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$, д. ед.	Объем закачанного флюида, ед. $V_{\text{пор}}$	$K_{\text{выт}}$, д. ед.
0	0	0	0	0	0
0,1189	0,1171	0,2473	0,1765	0,2012	0,1773
0,2422	0,2229	1,3612	0,5326	0,3114	0,2971
0,4199	0,3344	1,4706	0,5402	0,7213	0,4619
0,9745	0,4798	1,6807	0,5522	1,0129	0,5150
1,5681	0,5533	1,8703	0,5585	1,5596	0,5853
2,0333	0,5921	2,1466	0,5767	2,9031	0,6634
3,1769	0,6438	3,1115	0,6146	3,8252	0,6777
4,0872	0,6591	3,3247	0,6253	4,6671	0,6838
4,8809	0,6656	4,5403	0,6534	5,2947	0,6873
5,5251	0,6688	5,2680	0,6650	5,9568	0,6894
6,5287	0,6704	6,5405	0,6820	6,5046	0,6905
–	–	6,7181	0,6824	6,9217	0,6908

n_v и n_n – показатели степени для воды и нефти соответственно; s_v^* – нормализованная водонасыщенность.

Решение обратной задачи сводится к определению параметров ОФП: $k_v^{\text{отн. max}}$, $k_n^{\text{отн. max}}$, $s_v^{\text{кр}}$ и $s_n^{\text{кр}}$, n_v и n_n , минимизирующих функционал невязки $J(\bar{\beta})$, выражающий отклонение расчетных данных от экспериментальных:

$$J(\bar{\beta}) = \sqrt{\sum \left(\frac{[\Delta p_{n,j}^{\text{ex}} - \Delta p_{n,j}^{\text{mod}}(\bar{\beta})]^2}{(\Delta p_{n,av}^{\text{ex}})^2} + \frac{[s_{n,j}^{\text{ex}} - s_{n,j}^{\text{mod}}(\bar{\beta})]^2}{(s_{n,av}^{\text{ex}})^2} + \frac{[V_{n,j}^{\text{ex}} - V_{n,j}^{\text{mod}}(\bar{\beta})]^2}{(V_{n,av}^{\text{ex}})^2} \right)}. \quad (7)$$

Здесь измеренные (экспериментальные) данные на j -й момент времени обозначены индексом «ex»; расчетные значения, соответствующие значениям искомым параметров $\bar{\beta}$, – индексом «mod». В вычислительном эксперименте воспроизводятся

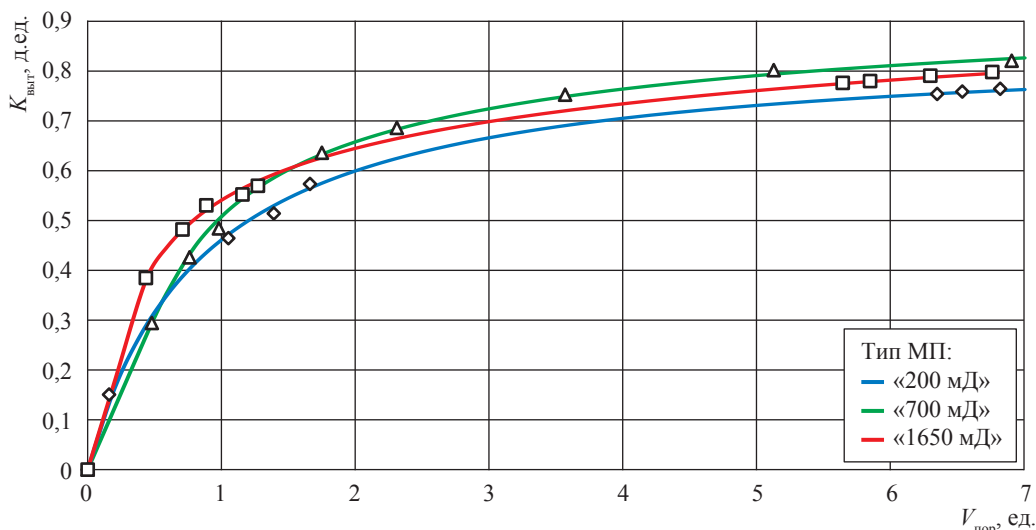


Рис. 7. Динамика $K_{выт}$ для ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ при попеременной закачке газа сепарации и пластовой воды порциями 0,25 объема пор для МП различных групп проницаемостей

Таблица 9

Результаты вытеснения нефти из МП Чайдинского НГКМ при циклической закачке газа сепарации и пластовой воды ($Z = 0,25$)

МП «200 мД»		МП «700 мД»		МП «1650 мД»	
Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$, д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$, д. ед.	Объем закачанных флюидов, ед. $V_{пор}$	$K_{выт}$, д. ед.
0	0	0	0	0	0
0,1600	0,1506	0,4795	0,2944	0,4360	0,3849
1,0521	0,4648	0,7619	0,4263	0,7099	0,4823
1,3919	0,5144	0,9805	0,4844	0,8877	0,5309
1,6612	0,5738	1,7501	0,6365	1,1567	0,5527
6,3477	0,7545	2,3106	0,6863	1,2725	0,5702
6,5355	0,7594	3,5684	0,7532	5,6415	0,7768
6,8189	0,7651	5,1256	0,8025	5,8460	0,7805
–	–	6,9041	0,8212	6,2954	0,7913
–	–	–	–	6,7583	0,7986

средняя нефтенасыщенность s_n , объем добытой нефти в пластовых условиях V_n и перепад давлений в несмачивающей фазе Δp_n . Поиск минимума функционала осуществляется итерационно с применением методов оптимизации.

С помощью описанного выше метода обработаны эксперименты по вытеснению нефти водой и получены реалистичные значения ОФП. Результаты интерпретации эксперимента на керновой модели типа «1650 мД» представлены на рис. 8, ОФП – на рис. 9.

Математическое моделирование процессов разработки

Для оценки эффективности различных вытесняющих агентов методом математического

моделирования целесообразно перейти к классическим методам оценки коэффициента извлечения нефти (КИН). Эти методы могут быть реализованы двумя способами. В первом случае рассчитывается разработка всей залежи, для чего вся ее площадь покрывается соответствующей сеткой эксплуатационных скважин – добывающих и нагнетательных. Во втором случае исходя из принятой сетки размещения скважин из залежи «вырезается» элемент с минимальным числом скважин, границы которого по условиям симметрии потока можно считать непроницаемыми.

Второй подход, очевидно, менее строгий, но обеспечивает существенную экономию затрат времени на вычисления. В нашем случае,

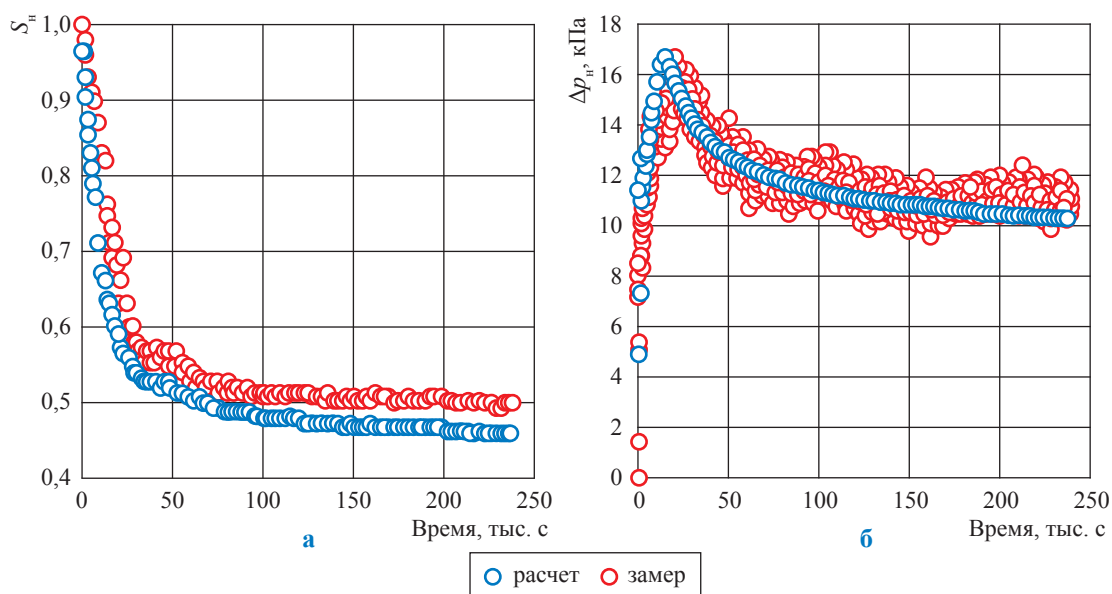


Рис. 8. Сравнение расчетных и фактических значений s_w (а) и Δp_w (б) в эксперименте по вытеснению нефти водой на МП типа «1650 мД»

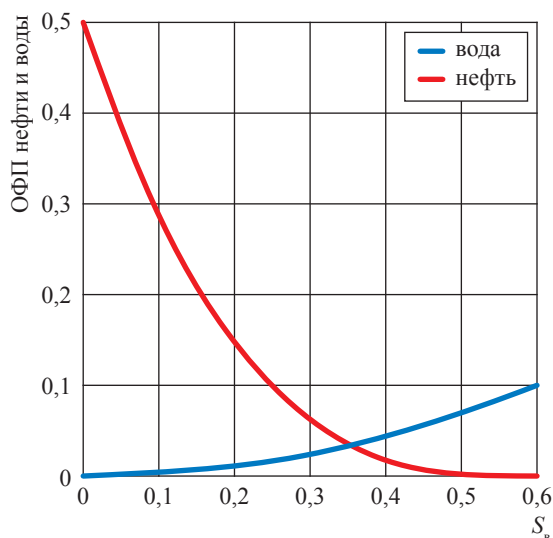


Рис. 9. ОФП нефти и воды в зависимости от водонасыщенности, определенные из эксперимента по вытеснению нефти водой на МП типа «1650 мД»

где задачей является качественная оценка эффективности различных вытесняющих агентов, а не точное обоснование КИН, такой подход представляется предпочтительным.

Оба подхода позволяют исключить внешний приток нефти, и, следовательно, суммарная добыча нефти с точностью до постоянного коэффициента, обратного начальным запасам, будет совпадать с КИН.

Расчет на элементе полигона. Расчеты эффективности агентов вытеснения проведены на элементе продуктивного пласта ботубинского горизонта Чайдинского НГКМ. Элемент включает три эксплуатационные скважины с длиной горизонтального ствола 300 м. В центре элемента расположен ствол нагнетательной скважины, по сторонам от которого на расстоянии 200 м проведены стволы двух добывающих скважин. Непроницаемые границы элемента на каждом из направлений отстоят от стволов скважин на 100 м. Таким образом, в плане размеры элемента составляют 600×500 м.

Сетка скважин, по которой «вырезан» элемент, принята значительно более плотной, чем будет в итоге реализована на практике. Такая плотность не противоречит задаче качественного сравнения эффективности различных вытесняющих агентов и сокращает период разработки, а значит, и затраты времени на вычисления.

Поскольку площадь нефтеносности ботубинского горизонта подразделяется на существенно разные по условиям разработки зоны – водонефтяную (полигон 1) и подгазовую (полигон 2), в каждой из них предполагается «вырезать» по элементу. Начальные запасы нефти элемента, «вырезанного» из полигона 1, примерно в 2 раза больше аналогичных запасов элемента полигона 2. Для итогового сравнения результаты расчетов на элементах проинтегрированы по площадям соответствующих зон.

В соответствии с проектным режимом работы для всех ВГВ на скважинах были заданы следующие условия:

- начальный дебит нефти добывающих скважин – 55 т/сут;
- дебит нагнетательной скважины определяется из условия 100%-ной компенсации $P_{пл}$;
- предельная обводненность – 0,98;
- максимальный газовый фактор – 2900 м³/т;
- минимальный дебит нефти – 1 т/сут;
- допустимое забойное давление в добывающих скважинах – 10,5 МПа;
- допустимое забойное давление в нагнетательной скважине – 20,0 МПа;
- допустимая депрессия на пласт – 3,0 МПа;
- коэффициент эксплуатации скважин – 0,9.

При расчетах разработки также использовались результаты физических экспериментов по вытеснению нефти чистыми азотом и углекислым газом, а также раствором полиакриламида (ПАА) в концентрации 2 кг/м³ в пластовой воде.

Горизонтальные стволы добывающих скважин были проведены примерно на одном уровне – вблизи водонефтяного контакта. Положение ствола нагнетательной скважины для чисто газовых воздействий (закачка газа сепарации и азота) рассматривалось на одном уровне с добывающими. Для остальных воздействий в целях увеличения охвата вытеснением ствол нагнетательной скважины был поднят ближе к газонефтяному контакту.

Сравнительные расчеты эффективности агентов вытеснения на полигоне 1. Расчеты производились для двух значений коэффициента анизотропии: $K_v/K_h = 0,1$ и $K_v/K_h = 0,6$ (K_v , K_h – проницаемость коллектора в вертикальном и горизонтальном направлениях соответственно).

На рис. 10 представлены построенные для $K_v/K_h = 0,1$ расчетные зависимости КИН от времени и суммарной закачки агентов. На рис. 10а видно, что наилучшим вытесняющим агентом с точки зрения КИН является диоксид углерода. Его применение позволяет достичь КИН = 0,53 за очень короткий срок (примерно за 15 лет). Однако достигается такой результат прокачкой громадных (в сравнении с другими вытесняющими агентами) объемов CO₂ (см. рис. 10б). Возможность закачки столь больших объемов

углекислого газа обеспечивается высокой приемистостью нагнетательной скважины по этому агенту, представляющему собой жидкость с довольно низкой вязкостью при пластовых условиях месторождения. Очевидно, технология, требующая столь высоких объемов закачки CO₂, вряд ли сможет быть реализована на промысле с достаточной экономической эффективностью.

Среди других способов воздействия на пласт наилучший результат показывают обычное и полимерное заводнение (КИН ≈ 0,36...0,38). При этом обычное заводнение выглядит даже предпочтительнее, поскольку позволяет получить КИН, близкий к конечному, в существенно более сжатые сроки, чем полимерное заводнение.

Аналогичные расчеты, проведенные на адаптированной модели при $K_v/K_h = 0,6$, показали, что ранжирование агентов воздействия по эффективности сохраняется при общей тенденции уменьшения КИН при возрастании анизотропии проницаемости.

Расчеты на полигоне 2. На рис. 11 представлены зависимости КИН от времени разработки, полученные на полигоне 2 для различных агентов воздействия и коэффициентов анизотропии с помощью расчета по адаптированной гидродинамической модели в пластовых условиях.

Здесь так же, как и в расчетах на полигоне 1, наилучшим по КИН является воздействие закачкой CO₂, которое позволяет довести этот показатель до 0,53 (при $K_v/K_h = 0,1$) или до 0,45 (при $K_v/K_h = 0,6$). Однако и в этом случае результат достигается прокачкой колоссальных объемов диоксида углерода.

Анализируя варианты расчетов с коэффициентом анизотропии 0,1, можно заметить, что для остальных рассмотренных агентов наилучший результат с точки зрения эффективности характерен для технологии ВГВ (КИН ≈ 0,27), затем – для обычного заводнения (КИН ≈ 0,2). Применение полимерного заводнения обеспечивает КИН немногим более 0,17 и должно прекратиться к исходу 38-го года из-за выхода за минимальный предел экономически оправданного дебита.

Из рис. 11б также видно, что при увеличении коэффициента анизотропии для 2-го полигона изменилось ранжирование агентов вытеснения по эффективности: наилучший результат дает по-прежнему закачка CO₂, за ним следуют

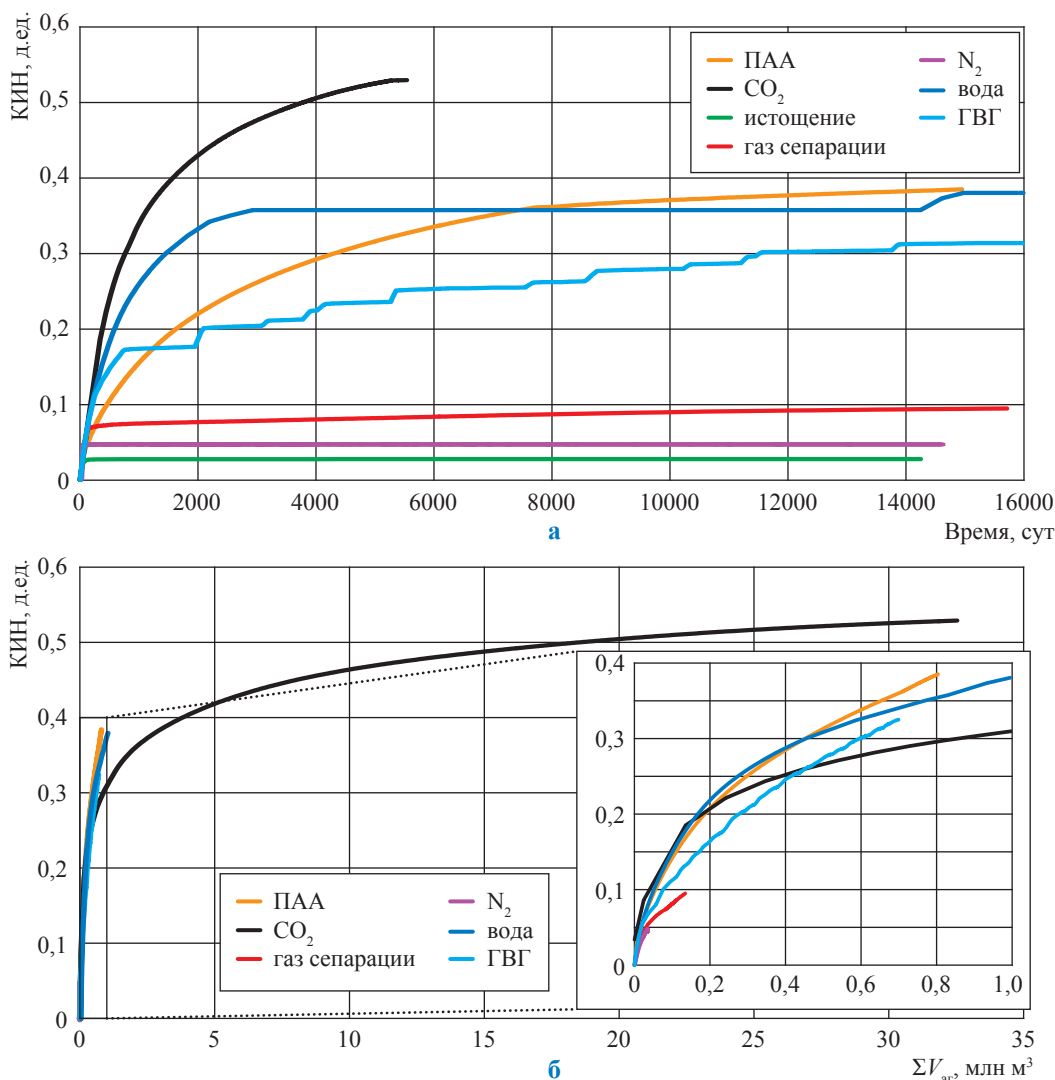


Рис. 10. Зависимость КИН элемента полигона 1 (адаптированная модель $K_v/K_h = 0,1$) при различных агентах воздействия от времени разработки (а) и объема суммарной закачки агента в пластовых условиях(б)

очаговое заводнение (КИН $\approx 0,189$), закачка газа сепарации (КИН $\approx 0,19$) и технология ВГВ (КИН $\approx 0,138$).

Вместе с тем полученные результаты нельзя рассматривать как окончательные, поскольку коэффициент анизотропии задавался одинаковым для всего продуктивного разреза. Включение тонких низкопроницаемых прослоев, не учтенных явным образом в используемой модели, способно существенно понизить среднее значение коэффициента анизотропии для разреза в целом, а точечными определениями анизотропии проницаемости на керновом материале трудно охарактеризовать весь продуктивный интервал коллектора.

Учитывая, что потенциально технология ВГВ (при успешной реализации) может обеспечить больший эффект в сравнении с другими агентами, целесообразно рекомендовать ее использование при разработке подгазовой зоны ботубинского горизонта (полигон 2).

Таким образом, исходя из расчетов процессов разработки на адаптированной гидродинамической модели можно сделать следующий вывод: при разработке водонефтяной зоны ботубинского горизонта (полигона 1) следует применять обычное заводнение, а подгазовой зоны (полигона 2) – ВГВ. При этом общий КИН из нефтяной оторочки можно оценить значениями 0,3...0,33. Такая оценка КИН, по-видимому, является завышенной в силу

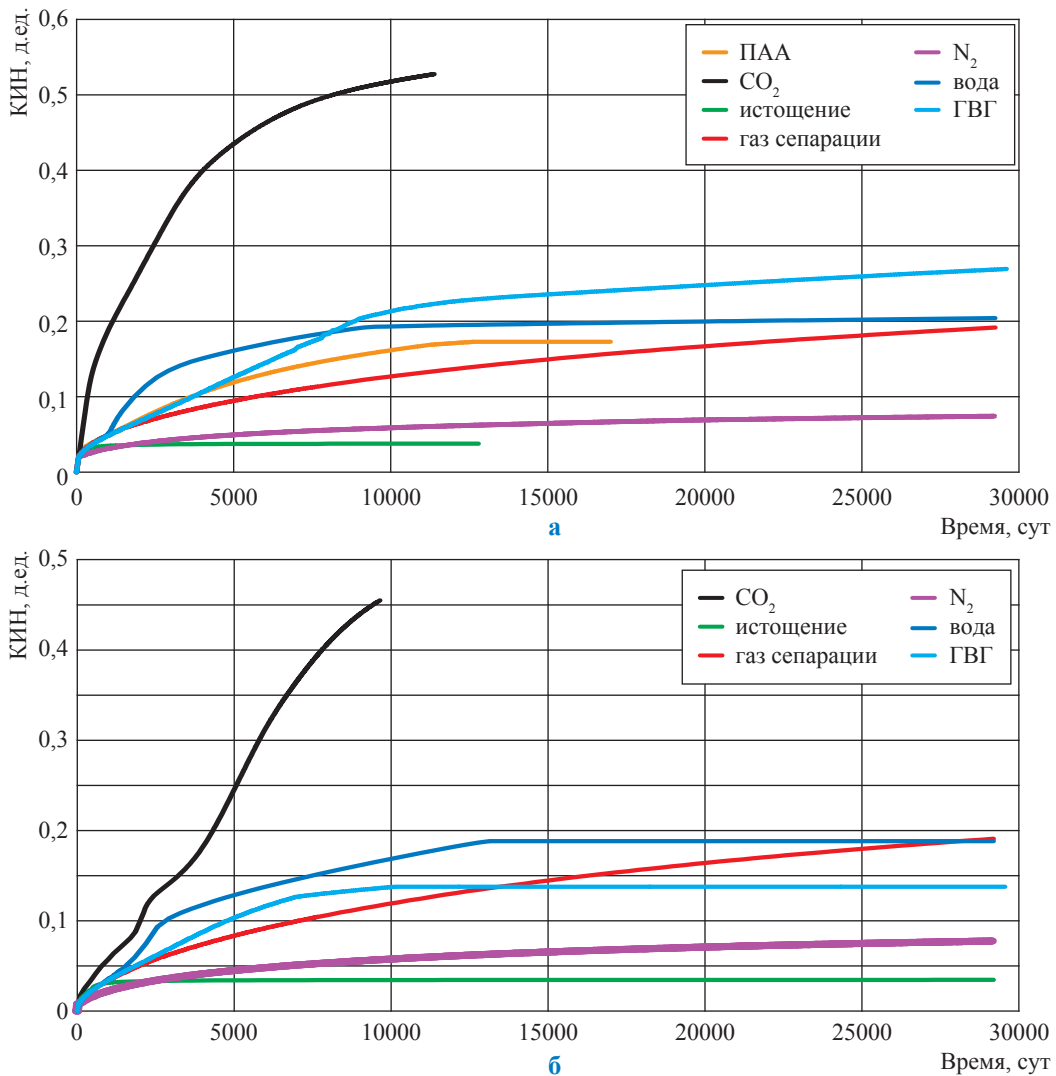


Рис. 11. Зависимость КИН элемента полигона 2 (адаптированная модель) при различных агентах воздействия от времени разработки при коэффициентах анизотропии 0,1 (а) и 0,6 (б)

очень плотной сетки скважин, использованной в расчетах, однако она существенно ближе к реальности, чем оценки по гидродинамической модели действующего проекта разработки Чайнинского НГКМ.

Таким образом, выполнены экспериментальные исследования процессов фильтрации пластовых флюидов в керновых моделях пласта Чайнинского НГКМ. Получены значения ОФП по нефти, воде и газу для моделей пласта ботубинского горизонта, а также коэффициентов вытеснения нефти различными агентами (водой, азотом, диоксидом углерода, газом сепарации, раствором ПАА),

а также при ВГВ в различной модификации. Разработана цифровая гидродинамическая модель Чайнинского НГКМ, адаптированная по результатам экспериментальных исследований. Проведены многовариантные расчеты технологических показателей разработки двух участков нефтяной оторочки с применением различных агентов вытеснения, способов воздействия на пласт и результатов физического моделирования.

На основании анализа эффективности вытеснения нефти различными агентами предлагается для водонефтяной зоны ботубинского горизонта использовать обычное заводнение, а для подгазовой зоны – водогазовое воздействие.

Список литературы

1. Тер-Саркисов Р.М. Компьютеризированные установки многофазной фильтрации и их применение при разработке методов повышения конденсатоотдачи / Р.М. Тер-Саркисов, В.А. Николаев, С.Г. Рассохин и др. // Повышение углеводородоотдачи пласта газоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – С. 27–38.
2. Григорьев Б.А. Особенности фильтрационного течения через нестационарные дисперсные среды, представленные засолоненными терригенными породами-коллекторами / Б.А. Григорьев, А.Е. Рыжов, Д.М. Орлов и др. // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 2 (18). – С. 90–97.
3. Ryzhov A.E. Improving fluid filtration to saline reservoir rocks / A.E. Ryzhov, B.A. Grigoriev, D.M. Orlov // Book of abstracts of International Gas Union Research Conference (IGRC-2014), 2014, September 17–19, Copenhagen, Denmark.
4. Span R. A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple-point temperature to 1100 K at pressures up to 800 MPa / R. Span, W. Wagner // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 1996. – Т. 25. – № 6. – С. 1509–1596.
5. Span R. A reference quality thermodynamic property formulation for nitrogen / R. Span, E.W. Lemmon, R.T.J. Jacobsen et al. // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 2000. – № 29(6). – С. 1361–1433; см. также Int. J. Thermophys. – 1998. – № 14 (4). – С. 1121–1132.
6. Feghhour A. The viscosity of carbon dioxide / A. Feghhour, W.A. Wakeham, V. Vesovic // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 1998. – Т. 27. – С. 31–44.
7. Lemmon E.W. Viscosity and thermal conductivity equations for nitrogen, oxygen, argon, and air / E.W. Lemmon, R.T. Jacobsen // Int. J. Thermophys. – 2004. – № 25. – С. 21–69.
8. Эфрос Д.А. Определение фазовых проницаемостей и функций распределения при вытеснении нефти водой / Д.А. Эфрос // ДАН СССР. – 1956. – № 5. – С. 110.
9. Эфрос Д.А. Моделирование вытеснения нефти водой / Д.А. Эфрос, В.П. Оноприенко // Труды ВНИИ. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – Вып. 12. – С. 331–360.
10. Рассохин С.Г. Моделирование водогазового воздействия на низкопроницаемый нефтяной пласт / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.В. Мизин и др. // Газовая промышленность. – 2009. – № 5. – С. 40–44.
11. Дроздов Н.А. Исследование водогазового воздействия на пласт / Н.А. Дроздов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 80–83.
12. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г.С. Степанова. – М.: Газойл пресс, 2006. – 199 с.
13. Archer J.S. Use of reservoir simulator to interpret laboratory waterflood data / J.S. Archer, S.W. Wong // Soc. Pet. Eng. J. – 1973. – № 13. – С. 343–347.
14. Watson A.T. A regression-based method for estimation relative permeabilities from displacement experiments / A.T. Watson, P.C. Richmond, P.D. Kerig et al. // SPERE Journal. – 1988. – № 3 (3). – С. 953–958.
15. Rapoport L.A. Properties of linear waterfloods / L.A. Rapoport, W.J. Leas // Trans. AIME. – 1953. – Т. 198. – С. 139–148.

Application of physical and mathematical simulation to estimate efficacy of the water-gas well stimulation at Chayanda oil-gas-condensate field

V.M. Troitskiy¹*, B.A. Grigoryev¹, S.G. Rassokhin¹, A.F. Sokolov¹, A.L. Kovalev¹, I.Yu. Korchazhkina¹, Ye.L. Fomin¹, A.V. Mizin¹, V.P. Vankov¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: V_Troitskiy@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. To support efficient development of oil fields it is necessary first to choose a right technology for oil extraction providing maximal possible level of oil recovery. Nowadays, at fields the water-gas well stimulation is often practiced for increasing the oil recovery factor. At that, it is not yet evident which drive technique should be chosen to reach the highest value of this factor.

In this context, studying filtration processes in case of water-gas well stimulation on core models with next development of digital hydrodynamic models, and their testing at the particular sites of a productive deposit are obviously important and interesting from scientific and practical points of view.

This paper substantiates efficacy of water-gas simulation of wells during development of the Chayanda oil rim on the basis of aggregated results of the laboratory tests of Chayanda core models and the mathematical experiments which have been carried out at the real grounds of Chayanda field.

Keywords: oil field, oil recovery factor, substantiating efficacy of gas-water well stimulation, hydrodynamic modelling, core model, mathematical experiment, Chayanda field

References

1. TER-SARKISOV, R.M., V.A. NIKOLAYEV, S.G. RASSOKHIN et al. Computerized installations of multi-phase filtration and their application during development of methods for rising condensate recovery rates [Komputerizirovannyye ustanovki mnogofaznoy filtratsii i ikh primeneniye pri razrabotke metodov povysheniya kondensatootdachi]. In: *Rising hydrocarbon recovery rates at gas-condensate fields* [Povysheniye uglevodorodootdachi plasta gazokondensatnykh mestorozhdeniy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 1998, pp. 27–38. (Russ.).
2. GRIGORYEV, B.A., A.Ye. RYZHOV, D.M. ORLOV et al. Peculiar features of the filtration flow through nonstationary dispersed media presented by salinated clastic reservoir rocks [Osobennosti filtratsionnogo techeniya cherez nestatsionarnyye dispersnyye sredy, predstavlenyye zasolonennymi terrigennymi porodami-kollektorami]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 2(18): Actual problems of research of stratal hydrocarbon systems, pp. 90–97. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. RYZHOV, A.E., B.A. GRIGORIEV, D.M. ORLOV. Improving fluid filtration to saline reservoir rocks. In: *Book of abstracts of International Gas Union Research Conference (IGRC-2014), 2014, September 17–19, Copenhagen, Denmark*.
4. SPAN, R., W. WAGNER. A new equation of state for carbon dioxide covering the fluid region from the triple-point temperature to 1100 K at pressures up to 800 MPa. *J. Phys. Chem. Ref. Data*. 1996, vol. 25, no. 6, pp. 1509–1596. ISSN 0047-2689.
5. SPAN, R., E.W. LEMMON, R.T.J. JACOBSEN et al. A reference quality thermodynamic property formulation for nitrogen. *J. Phys. Chem. Ref. Data*. 2000, vol. 29(6), pp. 1361–1433. ISSN 0047-2689; see also *Int. J. Thermophys.* 1998, no. 14(4), pp. 1121–1132. ISSN 0195-928X.
6. FENGHOUR, A., W.A. WAKEHAM, V. VESOVIC. The viscosity of carbon dioxide. *J. Phys. Chem. Ref. Data*. 1998, vol. 27, pp. 31–44. ISSN 0047-2689.
7. LEMMON, E.W., R.T. JACOBSEN. Viscosity and thermal conductivity equations for nitrogen, oxygen, argon, and air. *Int. J. Thermophys.* 2004, no. 25, pp. 21–69. ISSN 0195-928X.
8. EFROS, D.A. Determination of phase permeability values and distribution laws at oil-water displacement [Opredeleniye fazovykh pronitsayemostey i funktsiy raspredeleniya pri vytesnenii nefi vodoy]. *Doklady Akademii Nauk SSSR*. 1956, no. 5, pp. 110. (Russ.).
9. EFROS, D.A., V.P. ONOPRIYENKO. Modelling oil-water displacement [Modelirovaniye vytesneniya nefi vodoy]. *Trudy VNI*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1958, is. 12, pp. 331–360. (Russ.).
10. RASSOKHIN, S.G., V.M. TROITSKIY, A.V. MIZIN et al. Modelling water-gas stimulation of a low-permeable oil bed [Modelirovaniye vodogazovogo vozdeystviya na nizkopronitsayemyy neftyanoy plast]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2009, no. 5, pp. 40–44. ISSN 0016-5581. (Russ.).
11. DROZDOV, N.A. Studying water-gas well stimulation [Issledovaniye vodogazovogo vozdeystviya na plast]. *Neftyanoye Khozyaystvo*. 2011, no. 11, pp. 80–83. ISSN 0028-2448. (Russ.).
12. STEPANOVA, G.S. *Gas and water-gas methods of oil wells stimulation* [Gazovyie i vodogazovyie metody vozdeystviya na neftyanyye plasty]. Moscow: Gazoil Press, 2006. (Russ.).
13. ARCHER, J.S., S.W. WONG. Use of reservoir simulator to interpret laboratory waterflood data. *Soc. Pet. Eng. J.* 1973, no. 13, pp. 343–347. ISSN 0197-7520.
14. WATSON, A.T., P.C. RICHMOND, P.D. KERIG et al. A regression-based method for estimation relative permeabilities from displacement experiments. *SPE Reservoir Engineering*. 1988, no. 3(3), pp. 953–958. ISSN 0885-9248.
15. RAPOPORT, L.A., W.J. LEAS. Properties of linear waterfloods. In: *Trans. AIME*. 1953, vol. 198, pp. 139–148.