

УДК 622.276.2(571.5)

В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин, А.Ф. Соколов, А.В. Мизин, В.П. Ваньков

Обоснование выбора агентов вытеснения нефти при разработке нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири по результатам экспериментальных исследований

Ключевые слова:
коэффициент вытеснения нефти, модель пласта, CO₂, азот, вода, газ сепарации, раствор полимера.

Keywords:
oil displacement coefficient, reservoir model, CO₂, nitrogen, water, separation gas, polymer solution.

Для эффективного освоения нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) необходимо проведение комплексных экспериментальных исследований по физическому моделированию процессов извлечения нефти из нефтяных оторочек с применением различных инновационных технологий и агентов вытеснения.

Настоящая статья посвящена выбору наиболее оптимальной технологии извлечения нефти при разработке нефтяной оторочки ботуобинского горизонта Чаяндинского НГКМ, расположенного в Восточной Сибири. В основе работы лежит совокупность лабораторных экспериментов по вытеснению нефти различными агентами. В качестве таких агентов для сравнения предложены азот, диоксид углерода, газ сепарации, вода и растворы полиакриламида (ПАА) в воде.

Аномальные термобарические условия залегания углеводородов Чаяндинского НГКМ (пластовая температура ($T_{пл}$) – 9–11 °С, пластовые давления ($P_{пл}$) – 13,2 МПа) ранее не позволяли осуществить физическое моделирование процессов фильтрации и вытеснения при пластовых условиях.

В настоящей работе с помощью современного прецизионного оборудования (установок двух- и трехфазной фильтрации фирм Temco и TerraTek, компьютерного томографа Tomoscan 60/ТХ), проведены экспериментальные исследования фильтрационных характеристик керновых моделей пласта, которые дают возможность предложить методический подход к выбору и рациональному использованию вытесняющих агентов для повышения коэффициента извлечения нефти Чаяндинского НГКМ.

Методика проведения эксперимента

Методической основой для подготовки образцов и флюидов к испытанию и для проведения экспериментальных работ по вытеснению нефти является ОСТ 39-195-86 [1].

Метод предусматривает определение полноты извлечения нефти, которой насыщен единичный или составной образец породы, за счет фильтрации через него агента вытеснения до практически полного прекращения выноса нефти из модели пласта. Для определения коэффициента вытеснения нефти применяется специальная фильтрационная установка [2, 3].

Общая характеристика экспериментальной установки

Основные узлы измерительной установки:

- механическая система, обеспечивающая подачу жидкостей в образец при пластовом давлении в различных соотношениях при постоянном расходе;
- кернодержатель;
- контейнеры для подачи жидкостей и газов;
- измерительная система объемов выходящих флюидов;
- система термостатирования;
- система управления, контроля и регистрации данных (в качестве вспомогательной может быть использована система измерения перепада давления).

Система фильтрации может быть оснащена дополнительным блоком для измерения текущей насыщенности – компьютерным томографом или рентгеновским сканером насыщенности.

Функциональная блок-схема установки двухфазной фильтрации и ее основные технологические параметры приведены на рис. 1. и в табл. 1.

Фильтрация двух фаз происходит по гидравлической системе установки от блока аккумуляторов до блоков замера объема и/или массы фаз выходящей продукции – сепаратора низкого давления.

Для исследований применялся кернодержатель. Две пары насосов фирмы ISCO (США, модель 100DM), работающих в непрерывном парном режиме, подают гидравлическую жидкость к нижней части гидравлических аккумуляторов. Это позволяет перемещать разделительные поршни аккумуляторов и, соответственно, подавать исследуемые фазы в заданном соотношении на вход кернодержателя. Для исследований применялся кернодержатель



Рис. 1. Функциональная блок-схема экспериментальной установки двухфазной фильтрации

Таблица 1

Технологические параметры двухфазной установки фильтрации

Параметр	Установка двухфазной фильтрации
Пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	До 70
Горное (обжимное) давление, $P_{горное}$, МПа	До 70
Рабочая температура, T , °С	До 150
Скорость флюидов в керне, м/сут	0,10–255
Диапазон задаваемых расходов при фильтрации, см ³ /мин	0,00001–25
Точность поддержания расхода насосами, % от установленного значения	~ 0,3
Длина керна (характеристика кернодержателя), L , см	До 30, 50, до 1 м
Диаметр керна, D , м	0,03

гидростатического двухосевого обжима. Блок аккумуляторов представляет собой два сосуда высокого давления, в которые предварительно заправляются соответствующие флюиды, подаваемые насосами на вход кернодержателя.

Постоянное давление в цепи фильтрации поддерживается регулятором противодействия типа «до себя» (модель BPR Temco BP-10), обеспечивающим надежную работу при температурах до 150 °С и давлениях до 70 МПа. Установка двухфазной фильтрации позволяет проводить исследования в диапазоне скоростей движения флюидов в пористой среде от 0,1 до 255 м/сут, при этом колебания объемной скорости насосов не превышают ±0,3 % от заданной величины.

Все основные конструктивные гидравлические элементы установки двухфазной фильтрации размещены в термощкафу, который обеспечивает точное поддержание температуры в интервале от 5 до 150 °С с погрешностью ±0,1 °С.

Для создания пластовых температур Чайнинского НГКМ установка оснащена термостатом, обеспечивающим постоянное термостатирование системы при аномально низкой пластовой температуре [4]. Описанные принципы технической реализации установки двухфазной фильтрации позволяют использовать ее особенно эффективно для изучения процессов вытеснения углеводородов различными агентами, в том числе и агрессивными.

Порядок проведения исследований при вытеснении нефти агентами

Исходный керновый материал представляет собой высверленные параллельно напластованию цилиндрические образцы правильной формы длиной около 3–5 см и диаметром около 3 см. Перед измерениями образцы подвергаются экстракции спиртобензольной смесью (соотношение компонентов – 1:3) для удаления углеводородов, затем высушиванию до постоянной массы при температуре 102–105 °С. Формирование составного образца производится в соответствии со значениями измеренной на каждом индивидуальном образце абсолютной проницаемости (K) по газу. Порядок компоновки принимается таким, чтобы по направлению вытеснения нефти каждый последующий образец имел меньшую проницаемость [1].

Подготовка моделей пласта

После вакуумирования модели пласта производится насыщение ее керосином в количестве 3–5 объемов пор с одновременным поднятием давления в системе до пластового, после чего керосин замещается нефтью (рекомбинированной пробой), при этом через модель фильтруется не менее 5 поровых объемов нефти.

Эксперимент начинается с момента запуска измерительного насоса, подающего агент вытеснения в модель пласта. Подача флюида осуществляется с постоянной объемной скоростью, выбираемой исходя из ожидаемых скоростей фильтрации воды при принятой системе разработки Чайнинского НГКМ.

Линейная скорость при испытании вытеснения нефти агентом, как правило, не превышает 2 м/сут. В настоящей работе принятые значения объемной скорости (соответствующие линейной скорости закачки агента ~1 м/сут) составили от 0,04 до 0,06 см³/мин. Нагнетание агента при выбранной скорости происходит до возможно более полного вытеснения нефти из модели пласта, соответствующего прокачке не менее 3–5 объемов пор пустотного пространства.

Принят следующий порядок определения коэффициента вытеснения ($k_{\text{выт}}$): измеряется количество вышедшей нефти при комнатных условиях; проводится пересчет количества нефти на пластовые условия; дополнительно рассчитывается количество нефти в подводящих трубках и «мертвых» объемах системы; вычисляется насыщенность порового пространства модели нефтью на момент конца испытания. Зная начальный и конечный поровые объемы модели, заполненные нефтью, можно рассчитать $k_{\text{выт}}$ нефти соответствующим агентом.

Порядок проведения расчетов после проведения эксперимента

Объем нефти при комнатных условиях необходимо привести к пластовым условиям:

$$V_n = \theta V_{n_лаб},$$

где V_n – объем нефти, вытесненной из образца, приведенный к условиям исследования (пластовым), см³; θ – объемный коэффициент нефти (находится по данным термодинамических исследований нефти); $V_{n_лаб}$ – объем нефти, вышедшей из образца при комнатных условиях, см³.

Коэффициент вытеснения в случае вытеснения нефти агентом подсчитывается по формуле:

$$k_{\text{выт}} = \frac{V_n}{V_{\text{пор}} - V_{\text{во}}},$$

где $V_{\text{пор}}$ – суммарный объем пустот составного образца, первоначально содержащийся в образце; $V_{\text{во}}$ – объем остаточной воды, изначально находящийся в образце.

Относительная погрешность определения коэффициента вытеснения нефти определяется по формуле:

$$\frac{\Delta k_{\text{выт}}}{k_{\text{выт}}} = \frac{\Delta V_n}{V_n} + \frac{\Delta V_{\text{пор}}}{V_{\text{пор}}} + \frac{\Delta V_{\text{во}}}{V_{\text{во}}},$$

где ΔV_n , $\Delta V_{\text{пор}}$, $\Delta V_{\text{во}}$ – погрешности измерения объемов нефти, порового пространства и остаточной воды, приведенные к условиям эксперимента.

Допускается значение погрешности при определении коэффициента вытеснения нефти агентом вытеснения не выше $\pm 0,05$.

Подготовка рекомбинированной нефти

Для опытов по определению $k_{\text{выт}}$ нефти агентами использовалась рекомбинированная проба нефти (РПН) на основе отбора проб нефти Чаяндинского НГКМ.

РПН образовывалась путем тщательного перемешивания разгазированной («мертвой») нефти и газа сепарации Чаяндинского НГКМ в специальном сосуде PVT при пластовых условиях. При этом использовалась современная техника и бомбы PVT компании Chandler Engineering (модель 3000-GL PVT system).

Подготовительные стадии проведения исследований

Методика определения $k_{\text{выт}}$ нефти различными агентами при 100%-ном значении начальной нефтенасыщенности включала следующие этапы:

- вакуумирование модели пласта и подводных трубок;
- насыщение модели пласта керосином (фильтрацией керосина через модели пласта в количестве 5 поровых объемов) при пластовом давлении 13,2 МПа и комнатной температуре;
- термостатирование системы при пластовой температуре в течение 6–8 ч (минимум);
- замещение керосина на РПН путем фильтрации не менее 5 поровых объемов рекомбинированной нефти через модель пласта при пластовом давлении 13,2 МПа.

После указанных процедур и создания пластовых условий в модели пласта производится определение $k_{\text{выт}}$ нефти соответствующим агентом.

Основные характеристики проводимого эксперимента и вспомогательные измерения

Основной эксперимент проводился при термобарических условиях, соответствующих пластовым условиям ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ: $P_{\text{пл}} = 13,2$ МПа; $T_{\text{пл}} = 11,0$ °С; $P_{\text{горное}} = 35$ МПа.

Для корректного моделирования процессов вытеснения, происходящих в пласте, очень важно следовать критериям подобия: необходимо соблюдать подобие модельных условий натурным условиям залегания пласта [5–7].

В эксперименте перепад давления на составной модели пласта устанавливался не меньше 2 кПа, а длины моделей пласта превышали L_{min} , т.е. критерии подобия модельного эксперимента и реальной фильтрации в пласте были полностью соблюдены.

Подготовка моделей пласта ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ

Керновый материал подбирался и высверливался из образцов полномасштабного ядра Чаяндинского НГКМ. Для исследования эффективности вытеснения нефти азотом и диоксидом углерода выбраны три модели образцов по проницаемости (200, 700 и 1650 мД). В табл. 2 представлены технологические параметры сформированных моделей.

Для оценки вытесняющей способности минерализованной воды и водного раствора ПАА дополнительно была сформирована модель пласта из оригинального кернового материала ботубинского горизонта Чаяндинского НГКМ с $K_{N_2} = 1140$ мД. В табл. 3 приводятся характеристики керновой модели пласта для такого рода исследований.

Газ сепарации также опробовался в качестве агента вытеснения нефти. Характеристики подготовленных для этого эксперимента трех моделей пласта приведены в табл. 4. Порядок представления образцов в таблице соответствует порядку их расположения в направлении от входа к выходу модели.

Согласно данным табл. 4, представленные модели пласта для вытеснения нефти газом сепарации имеют почти нулевую начальную водонасыщенность ($S_{\text{во}} = 0$).

Таблица 2

Характеристики моделей пласта для определения $k_{\text{выт}}$ нефти азотом и диоксидом углерода

Лаб. № образца	K_{N_2} , мД	$V_{\text{пор}}$, см ³	L , см	D , см	m^* , %	$S_{\text{во}}^{**}$, %
Модель 1 (200 мД)						
728/10	275,50	3,1304	2,958	3,041	14,57	0,00
719/10	265,90	2,4776	2,881	3,048	11,79	0,00
695/10	174,80	1,1718	3,36	2,97	5,03	0,00
701/10 х-4 (2)	172,76	2,7540	2,77	2,972	14,33	0,00
729/10	160,07	3,3138	2,97	3,05	15,27	0,00
701/10 х-4 (1)	131,59	2,2778	2,86	2,977	11,44	0,00
Модель пласта	196,6	15,1254	17,80	3,009	11,90	0,00
Модель 2 (700 мД)						
9	961,90	6,7923	4,932	2,972	19,85	0,00
705/10	775,51	1,2946	4,875	2,975	3,82	0,00
726/10	673,40	3,6708	2,856	3,035	17,77	0,00
713А/10	671,00	2,6667	4,52	2,975	8,49	0,00
698/10	512,99	2,4323	4,615	2,977	7,57	0,00
Модель пласта	727,1	16,8567	21,80	2,983	11,04	0,00
Модель 3 (1650 мД)						
2	1987,40	6,1823	4,099	2,972	21,74	0,00
7	1972,50	6,7196	4,597	2,944	21,47	0,00
779/9 х-41	1722,10	6,4181	4,377	2,97	21,17	0,00
8	1707,70	6,3722	4,474	2,973	20,52	0,00
6	1484,20	7,1018	4,651	2,994	21,69	0,00
1	1363,80	6,3528	4,198	2,98	21,70	0,00
3	1316,40	4,8497	3,51	2,986	19,73	0,00
Модель пласта	1659,89	44,00	29,91	2,974	21,18	0,00

* m – пористость;** $S_{\text{во}}$ – начальная водонасыщенность.

Таблица 3

Характеристики модели пласта для определения $k_{\text{выт}}$ нефти пластовой водой и водным раствором ПАА

Лаб. № образца	№ скважины	K_{N_2} , мД	$V_{\text{пор}}$, см ³	L , см	D , см	m , %	$S_{\text{во}}$, %
779/9 х-42	321-40	1143,50	7,0897	4,925	2,969	20,79	29,97
713Б	321-41	1135,37	5,0623	4,21	2,965	17,42	29,97
Модель пласта	–	1139,75	12,1520	9,135	2,967	19,24	29,97

Таблица 4

Характеристики образцов, используемых для моделей пласта при определении $k_{\text{выт}}$ нефти пластовым газом

Лаб. № образца	K_{N_2} , мД	$V_{\text{пор}}$, см ³	L , см	D , см	$V_{\text{образца}}$, см ³	m , %	$S_{\text{во}}$, %
Модель 1							
1774/10	257,8	3,7577	3	2,94	20,1715	18,6	0,01
1792/10	224,5	3,4373	2,96	2,94	20,0657	17,1	2,11
Модель пласта	241,3	7,1950	5,96	2,940	40,2372	17,85	1,01
Модель 2							
1805/10	372,2	3,5544	2,995	2,95	20,2501	17,6	3,82
1806/10	319,1	3,4526	2,98	2,95	20,1740	17,1	0,00
Модель пласта	345,7	7,0070	5,975	2,950	40,4241	17,35	1,94
Модель 3							
1805/10	84,7	2,1234	2,96	2,95	20,1429	10,5	1,43
1806/10	80,29	2,8521	2,96	2,955	20,0846	14,2	0,58
Модель пласта	82,5	4,9755	5,92	2,953	40,2275	12,35	0,95

Результаты экспериментов

На рис. 2 приведено сравнение эффективности вытеснения нефти как азотом, так и диоксидом углерода для трех моделей коллекторов. Следует отметить, что поведение кривых вытеснения нефти диоксидом углерода значительно отличается от поведения кривых вытеснения азотом. Основные отличия могут быть сформулированы следующим образом:

- величины коэффициентов вытеснения нефти диоксидом углерода значительно больше, чем при вытеснении нефти азотом;
- при вытеснении нефти азотом на коллекторе из модели образцов с $K = 700$ мД получен максимальный $k_{\text{выт}}$, в то время как при вытеснении нефти диоксидом углерода из этого коллектора значение $k_{\text{выт}}$ минимально;
- величины коэффициентов вытеснения нефти диоксидом углерода для разных моделей проницаемостей близки, причем максимальный $k_{\text{выт}}$ получен на самом лучшем коллекторе из модели образцов с $K = 1650$ мД (отметим, что для случая вытеснения азотом наибольший $k_{\text{выт}}$ получен для коллектора из модели с $K = 700$ мД);
- вытеснение нефти как диоксидом углерода, так и азотом носит «поршневой» характер для всех моделей коллекторов. Однако для случая вытеснения нефти диоксидом углерода этот процесс более продолжителен по времени, и допрорывное вытеснение заканчивается в районе 0,5–0,6 поровых объемов прокачанного агента.

Также, согласно рис. 2, при вытеснении нефти с помощью диоксида углерода при пластовых условиях можно вытеснить около 65 % находящейся в коллекторе нефти.

На рис. 3 приведены данные определения коэффициента вытеснения нефти из моделей пласта при закачке воды. Результаты получены на большом количестве моделей, имеющих различную абсолютную проницаемость, с использованием различных методик. Отражено, что как прямой метод вытеснения нефти, так и результаты определения относительной фазовой проницаемости (ОФП) дают для всех моделей абсолютной проницаемости коллектора Чайядинского НГКМ среднюю величину коэффициента вытеснения пластовой водой ($k_{\text{выт}} \approx 0,3$).

В табл. 5 показаны результаты лабораторного эксперимента по определению $k_{\text{выт}}$ нефти раствором ПАА в дистиллированной воде.

Авторы использовали 0,2%-ный раствор ПАА, демонстрирующий большую стабильность своих свойств во времени и достаточно высокое значение сдвиговой вязкости (около 8,73 мПа·с), близкое к значению вязкости пластовой нефти Чайядинского НГКМ. В табл. 6 приведены значения вязкостей РПН, пластовой воды и раствора ПАА при пластовых условиях.

Вытеснение нефти раствором ПАА производилось на скорости 1 м/сут. После прекращения выноса нефти из модели пласта осуществлялось ее довытеснение пластовой водой (минерализация пластовой воды – 396,87 г/л) при различных скоростях фильтрации (1, 3, 6 и 12 м/сут).

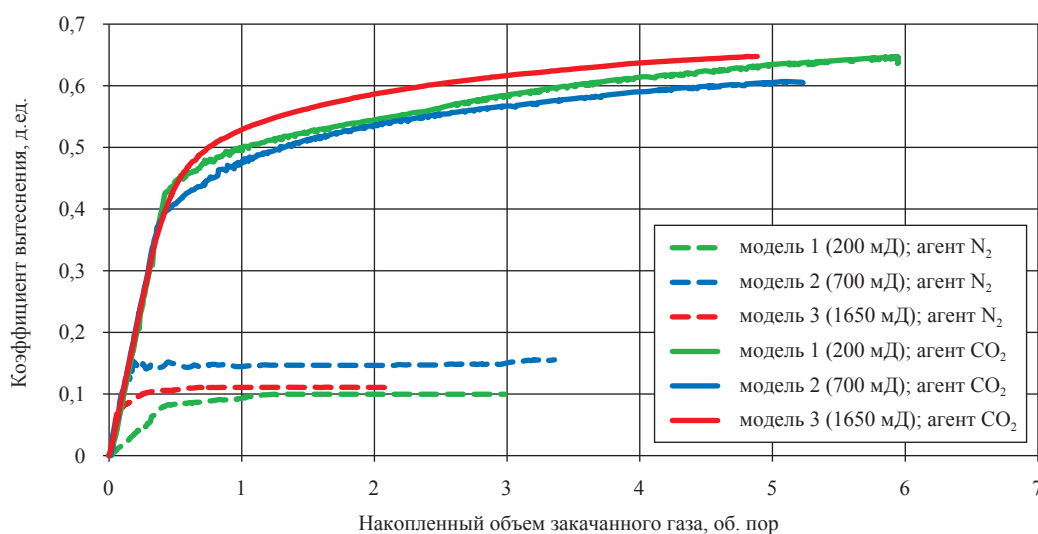


Рис. 2. Зависимости коэффициента вытеснения нефти от объема закачанного азота и диоксида углерода для исследованных групп проницаемостей ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ

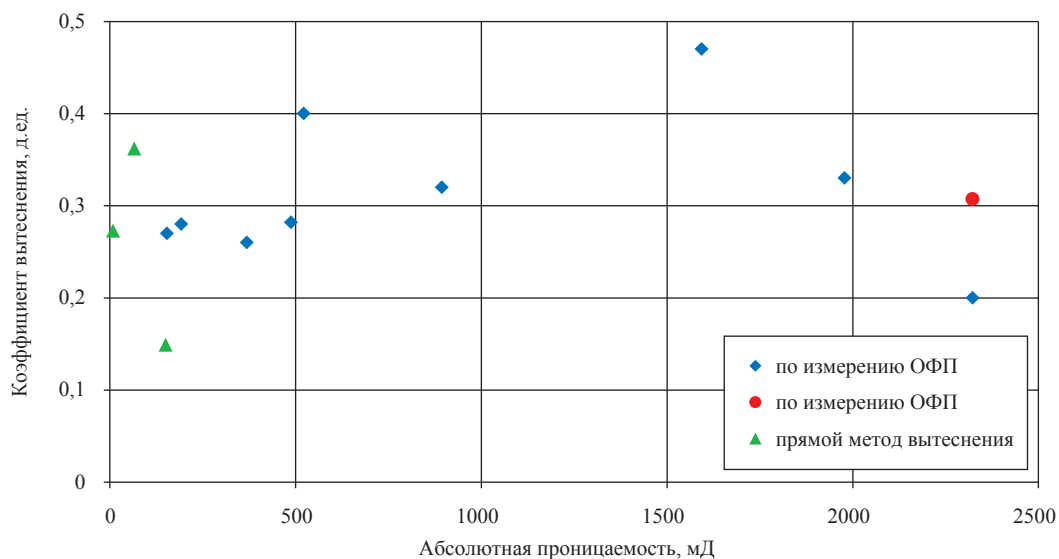


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения от абсолютной проницаемости моделей пласта

Таблица 5

Комплексное представление результатов экспериментов

Вытесняющий агент	Нефтенасыщенность, %		$k_{\text{выт}}$, %	Линейная скорость закачки, м/сут
	начальная	конечная		
Раствор ПАА	70,03	40,96	41,51	1,0
Довытеснение пластовой водой при различной скорости закачки	40,96	40,86	41,61	1,0
	40,86	40,86	41,61	3,0
	40,86	40,86	41,61	6,0
	40,86	36,23	48,26	12,0

Таблица 6

Значения вязкостей флюидов при пластовых условиях

Флюид	Вязкости, мПа · с	
	(при $P_{\text{пл}} = 13,2$ МПа; $T_{\text{пл}} = 11$ °С)	
Пластовая вода	4,2	
Раствор ПАА	8,73	
РПН	12,35	

В результате при использовании растворов ПАА в воде удалось вытеснить около 41 % имеющейся в модели пласта нефти. Довытеснение нефти пластовой водой позволило повысить это значение до 48 % на скорости фильтрации воды 12 м/сут.

Таким образом, по данным экспериментальной оценки эффективности вытеснения нефти ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ растворами ПАА в пластовой воде можно сделать следующие выводы:

- раствор ПАА является эффективным агентом и позволяет вытеснить более 41 % нефти;
- довытеснение нефти пластовой водой при скоростях прокачки от 1 до 6 м/сут практи-

чески не сказывается на конечном коэффициенте вытеснения;

- при скорости прокачки пластовой воды в 12 м/сут обнаруживается существенное увеличение коэффициента вытеснения (до 48,26 %).

Результаты определения коэффициентов вытеснения нефти газом сепарации на моделях пласта Чайядинского НГКМ

В табл. 7 представлены результаты определения конечного $k_{\text{выт}}$ нефти газом сепарации для трех моделей (с выделением стадий вытеснения одного, трех объемов пор закачанного газа и конечного $k_{\text{выт}}$). Эксперименты выполнены при $P_{\text{пл}} = 13,04$ МПа, $T_{\text{пл}} = 9$ °С и

Таблица 7

Конечные $k_{\text{выт}}$ нефти газом сепарации для моделей пласта Чайядинского НГКМ

Модели пласта	Проницаемость модели по газу, мД	$V_{\text{пор}}$, см ³ , об. пор		Конечный $k_{\text{выт}}$, %*
		1	3	
Модель 1	241,3	8,68	12,7	16,7
Модель 2	345,7	14,1	22,4	25,42
Модель 3	82,5	1,78	6,23	20,41

* Для модели 1 конец вытеснения – 6,73 об. пор газа; для модели 2 – 4,84 об. пор газа; для модели 3 – 8,34 об. пор газа.

$S_{\text{во}} = 0,85 \div 1,94$ %. При этом скорости фильтрационного потока, геометрические размеры моделей и термобарические условия задавались таким образом, чтобы обеспечить выполнение критериев подобия натурального пласта и физических моделей [7].

Сравнение $k_{\text{выт}}$ нефти газом сепарации для трех моделей пласта, сформированных из керновых материалов Чайядинского НГКМ различной проницаемости, показывает, что для всех моделей (с проницаемостью 82,5; 241,3; 345,7 мД) конечный $k_{\text{выт}}$ не превышает 26 %. Максимальный $k_{\text{выт}}$ нефти газом сепарации (25,42 %) получен на модели пласта с самой большой абсолютной проницаемостью.

Таким образом, на основании экспериментальных исследований, проведенных на моделях пласта ботубинского горизонта Чайядинского НГКМ, установлено, что наиболее

эффективным агентом вытеснения нефти, включая азот, пластовую воду, растворы ПАА в воде, а также газ сепарации, является диоксид углерода, позволяющий вытеснить до 65 % содержащейся в модели пласта нефти.

Анализ результатов определения коэффициента вытеснения нефти активными агентами при пластовых условиях ($P_{\text{пл}} = 13,2$ МПа; $T_{\text{пл}} = 11,0$ °С; $P_{\text{горное}} = 35$ МПа) показал, что если $k_{\text{выт}}$ нефти водой из моделей пласта Чайядинского НГКМ не превышает 40 %, то при вытеснении нефти водным раствором ПАА удается вытеснить более 41 % нефти. Кроме того, довытеснение нефти пластовой водой при скоростях прокачки от 1 до 6 м/сут практически не сказывается на конечном $k_{\text{выт}}$, а при скорости прокачки пластовой воды в 12 м/сут обнаруживается его существенное увеличение (до 48,3 %).

Список литературы

1. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986.
2. 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.
3. Рассохин С.Г. Исследование влияния режимов водогазового воздействия на эффективность вытеснения нефти по результатам физического моделирования / С.Г. Рассохин, В.М. Троицкий, А.Ф. Соколов и др. // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 179–196. – (Серия «Вести газовой науки»).
4. Пат. 103408 Российская Федерация, МПК G 05 D 23/30. Термостат / Соколов А.Ф., Рыжов А.Е., Рассохин С.Г. и др.
5. Эфрос Д.А. Определение фазовых проницаемостей и функций распределения при вытеснении нефти водой / Д.А. Эфрос // Докл. Академии наук СССР. – 1956. – Т. 110. – Вып. 5. – С. 746–749.
6. Эфрос Д.А. Моделирование вытеснения нефти водой / Д.А. Эфрос, В.П. Оноприенко // Труды ВНИИ. – М.: Гостехиздат, 1958. – Вып. XII.
7. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем / Д.А. Эфрос. – М.: Гостехиздат, 1963.