УДК 622.276.4; 622.276.6
DOI 10.56525/UNNR5038

КОМБИНИРОВАННЫЙ МЕТОД ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕОДНОРОДНЫЙ ПЛАСТ НА БАЗЕ ОКИСЛИТЕЛЬНЫХ РЕАКЦИЙ

Мамалов Е.Н*., Горшкова Е.В.
Институт Нефти и Газа, г.Баку, Азербайджан
e-mail: evgeniy_mamalov@rambler.ru, jenyaGarshkova@rambler.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается вопрос повышения извлечения нефти из неоднородного пласта. Комбинированный метод основан на технологии осуществления внутрипластового горения с закачкой оторочки раствора карбамида. Сама технология внутрипластового горения является комбинацией закачки горячей воды или пара с переходом на закачку воздуха. Это позволяет осуществить инициирование горения непосредственно в пласте. В дальнейшем предусматривается переход на процесс влажного или сверхвлажного горения. Для более эффективного вытеснения нефти из слоисто-неоднородного пласта предлагается на стадии влажного внутрипластового горения осуществить закачку оторочку раствора карбамида. В этом случае используются основные свойства карбамида при воздействии на него высокой температуры. При высокой температуре карбамид разлагается на аммиак и диоксид углерода. Растворяясь в воде, аммиак образует щелочь, за счет чего происходит снижение поверхностного натяжения на границе фаз и породы, улучшается смачиваемость. Диоксид углерода растворяется как в воде, так и в большей степени в нефти. Это способствует снижению вязкости нефти. Все это в совокупности позволяет нам дополнительно увеличить добычу нефти из неоднородного пласта.

Ключевые слова: пар, горячая вода, влажное горение, сверхвлажное горение, карбамид, нефть, аммиак, диоксид углерода, концентрация, слоисто-неоднородный пласт, сообщающиеся слои, изолированные слои, нефтеотдача.

Введение

Основная доля нефти, полученной за счет методов повышения нефтеотдачи, связана с применением тепловых методов разработки нефтяных месторождений (нагнетание горячей воды, пара и внутрипластовое горение). Наиболее исследованными как теоретически, так и экспериментально на однородных и неоднородных моделях пласта, а также испытанными в промышленных условиях являются методы воздействия на пласт горячей водой и паром. Это предопределило масштабы нагнетания в пласты теплоносителей, особенно закачки пара, в промышленную разработку многих месторождений, как в странах СНГ, так и за рубежом.

С расширением масштабов применения тепловых методов разработки нефтяных месторождений возникают вопросы: о повышении эффективности примененных технологий, о разработке рекомендаций по повышению ее рентабельности в различных геолого-физических условиях и о расширении области применимости предлагаемых методов.

Большой опыт, накопленный при применении паровоздействия и внутрипластового горения, позволил выявить наряду с положительными сторонами и слабые стороны методов. Многие недостатки методов нагнетания теплоносителей и внутрипластового горения можно преодолеть путем их комбинации, когда нагнетаемая в пласт горячая вода преобразуется в пар непосредственно в пласте [4,8]. При этом обеспечивается безопасность процесса инициирования горения, возможность повышения эффективности процесса воздействия нагнетанием пара при более редких сетках размещения скважин, снижение газового фактора в добываемой продукции скважин.

Сущность комбинированной технологии "теплоноситель-окислитель" заключается в том, что нагнетаемая в пласт горячая вода с температурой не ниже 100°С может быть переведена в парообразное состояние с более высокими термодинамическими параметрами. Дополнительное тепло для перевода в пласте горячей воды в пар, а также для повышения температуры в тепловой оторочке получается в результате окисления нефти кислородом воздуха, подобно внутрипластовому горению. Необходимыми условиями протекания комбинированного процесса является наличие в пласте углеводородного топлива, водной фазы с температурой, достаточной для интенсивного окисления нефти, окислителя (кислород воздуха или чистый). Комбинированная технология может быть осуществлена совместным нагнетанием в пласт теплоносителя и воздуха, созданием тепловой оторочки горячей воды или пара с последующим нагнетанием водовоздушной смеси. Водовоздушная смесь может создаваться как с горячей водой, так и с ненагретой водой.

Материалы и методы

Рассматриваемая комбинированная технология, основанная на переводе горячей воды в пар за счет внутрипластовых окислительных (низко- или высокотемпературных) реакций, является эффективным методом создания оторочки пара непосредственно в пласте. Данная технология позволяет инициировать горение внутри пласта с последующим переходом на одну из модификаций внутрипластового горения. В статье [4] приводится физическая сущность метода совместной закачки горячей воды и воздуха. Экспериментальные исследования данной технологии приведены в статье [8]. Эти исследования показали эффективность рассмотренной технологии внутрипластового парогенерирования (ВППГ). Данная технология способствует росту добычи нефти, обеспечивает безопасность процесса, экономически выгодна. Для дальнейшего ее распространения предлагается совместная закачка раствора карбамида и воздуха.

Карбамид или, как его еще называют - мочевина (NH_2CONH_2), представляет собой бесцветные кристаллы, хорошо растворимые в воде. Мочевина образуется в живых организмах, являясь одним из конечных продуктов метаболизма белков. Карбамид широко используется в качестве удобрения. Он не агрессивен и его производство является крупнотоннажным. В промышленности мочевина синтезируется из аммиака (NH_3) и диоксида углерода (CO_2). При нагреве свыше 150^0С разлагается на аммиак и диоксид углерода, т.е. реакция обратима. При разложении 1 т карбамида выделяется 746,6 м^3 аммиака и 373,3 м^3 диоксида углерода [7]. Такое резкое увеличение объема газовой фазы, помимо всего прочего, способствует увеличению давления в пласте, что может явиться дополнительным фактором увеличения нефтеотдачи. Образование в пласте аммиака способствует изменению вязкости нефти и поверхностного натяжения на границе раздела "нефть-вода". Кроме того, при нагревании растворов мочевины более 80°С начинается процесс гидротации (связывание воды химическими веществами) и переход в карбамат аммония. При температуре 130°С карбамид в водном растворе диссоциирует на углекислоту и аммиак. При высоких температурах 250-300^{0}С происходит разложение карбамида на меламин (слабое основание), аммиак и диоксид углерода [1,10,13]. Карбамид и его производные находят применение в нефтедобыче, также как аммиачная вода и диоксид углерода [1,2,3,6,7,9,11,12].

Результаты

Исследования осуществлены на установке УВГ-2-200М [8] . В опытах использовалась нефть плотностью 918 кг/м^3 и вязкостью 86 мПа·с при 20^0С. Во всех экспериментах степень неоднородности пласта равна 3. Неоднородный пласт моделировался как с гидродинамически изолированными, так и с сообщающимися слоями разной проницаемости. В исследованиях использовали раствор карбамида с концентрацией 7% и 10%. Давление в модели пласта равно 2,5 МПа. Для сопоставления результатов исследования предварительно осуществлен процесс внутрипластового парогенерирования в неоднородном пласте с изолированными слоями без закачки оторочки. Результаты исследований приведены в таблице 1.

Процесс внутрипластового парогенерирования с закачкой раствора карбамида состоит из трех этапов. На первом этапе во всех экспериментах в пласте создавалась оторочка тепла, отличающая размером и распределением температуры в ней, вызванные закачкой в пласт горячей воды разных объемов и температурой [8]. В наших исследованиях эти показатели были почти одинаковы, что позволяла нам проводить сравнительный анализ, в числителе значения высокопроницаемого слоя, в знаменателе–малопроницаемого слоя.

Таблица 1. Исходные данные и результаты опытов

№ №	ПАРАМЕТРЫ	О П Ы Т Ы				
		1	**2**	**3**	**4**	**5**
1	Слои	изолированные			сообщающиеся	
2	Нефтенасыщенность, %	41/37	43/37	42/36	40/35	40/35
3	Водонасыщенность, %	15/11	16/12	15/10	14/10	14/10
4	Степень неоднородности пласта, Ко	3	3	3	3	3
5	Проницаемость слоев, мкм^2	6,5/2,2	6,3/2,1	6/2	6,4/2,1	6,3/2,1
I. ЭТАП. ЗАКАЧКА ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ						
6	Объем горячей воды, поровый	2/1,2	2/1,2	2/1,2	2/1,5	2/1,5
7	Длина зоны прогрева, м	1,1/0,6	1/0,7	1/0,6	0,9/0,7	0,9/0,7
8	Коэффициент извлечения нефти (КИН) по слоям, %	22,7 16,0	24,3 17,0	23,0 17,0	25,0 12,5	26,6 13,0
I I. ЭТАП. СВЕРХВЛАЖНОЕ ГОРЕНИЕ (СВВГ)						
9	Водовоздушное отношение, 10^{-3} м^3/нм^3	3,6/2,1	3,7/2,1	3,7/1,9	3,6/2,6	3,5/2,5
10	Плотность потока воздуха, м^3/м^2 · ч	70/60	75/62	74/60	72/68	70/65
11	Концентрация сгорающего топлива по слоям, кг/м^3	12 20	11,5 19,0	12,0 20,5	16,5 18,0	16,0 18,0
12	КИН по слоям за II этап, %	31/20	42/23	40/23	44/19,5	44,6 Воздухо-нефтяное отноше-ние/20,5
III. ЭТАП. СВВГ с ЗАКАЧКОЙ ОТОРОЧКИ РАСТВОРА ХИМРЕАГЕНТА						
13	Тип химреагента	-	карбамид			
14	Концентрация раствора, %	-	10	7	7	10
15	Объем оторочки, % от объема пор	-	30	30	30	30
16	Водовоздушное отношение, 10^{-3} м^3/нм^3	3,6/2,0	3,4/2,2	3,5/2,1	3,0/2,6	3,0/2,8
17	Плотность потока воздуха, м^3/м^2·ч	70/60	72/68	71/69	68/71	67/70
18	Концентрация сгорающего топлива по слоям, кг/м^3	14,0 23,0	9,8 16,0	10,0 16,5	13,0 14,0	12,8 13,6
19	КИН по слоям за III этап, %	22/20	22,5/38	22/35	24/34	23,8/32
20	Общий КИН по слоям, %	75,7/56	88,8/78	85/75	93/66	94/66
21	Общий КИН по пласту в целом, %	65,85	83,4	80	79,5	80
22	Воздухо-нефтяное отношение, нм^3/м^3	2100	1540	1600	2300	2200

Закачка горячей воды с температурой 190-210^{o}С при давлении 2,5 МПа [5] и в количестве 1,2-2,0 объема пор позволила создать в слоях разной проницаемости тепловую оторочку. В качестве примера будем рассматривать опыты №3 и 4. Характер течения процесса в других опытах тот же, отличия лишь в количественных значениях. В изолированных слоях тепловая оторочка, ограниченная изотермой 100^{o}С, имеет в высокопроницаемом слое длину 1,2м, в малопроницаемом – 0,62м. Длина тепловой оторочки, ограниченной изотермой 150^{o}С, в высокопроницаемом слое равна 0,61м, в малопроницаемом – 0,29м (рис.1). Отношение тепловых зон слоев разных проницаемостей равно 2-2,2, что меньше, чем степень неоднородности пласта ($К_о$=3). Снижение влияния неоднородности на размер тепловых зон происходит за счет тепловой интерференции. В

сообщающихся слоях длина тепловой зоны, ограниченной изотермой в 150^0С, в высокопроницаемом слое равна 0,54м, а в малопроницаемом–0,32м (рис.1). В дополнение к тепловой интерференции между слоями здесь, за счет капиллярных перетоков, снижение влияния неоднородности больше. Отношение тепловых зон слоев разной проницаемости равно 1,7, меньше, чем в изолированных слоях. Соответственно с этим происходит вытеснение нефти из слоев разной проницаемости и разной гидродинамической связи (таблица 1, этап I).

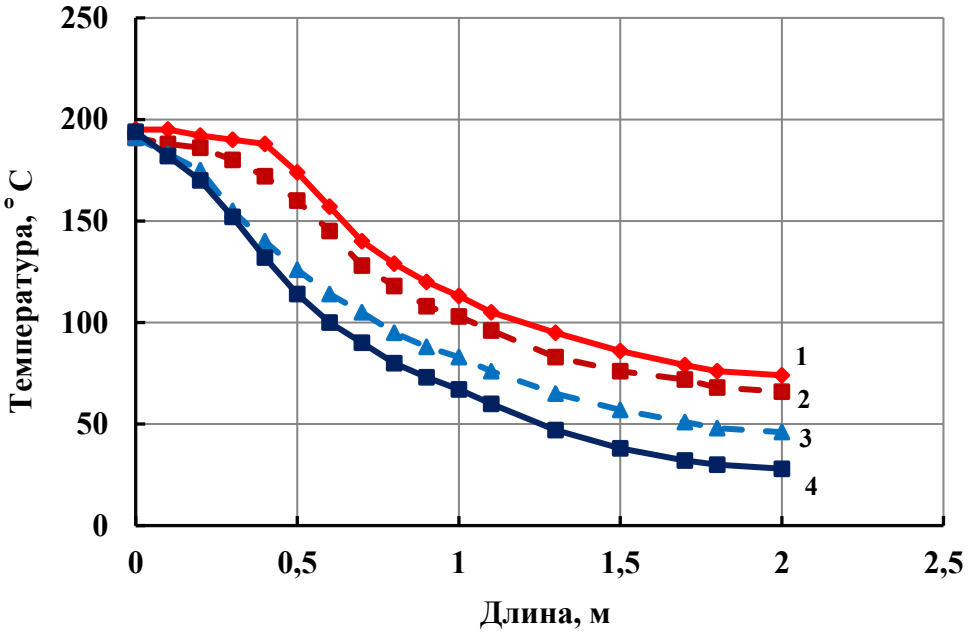


Рисунок.1. Распределение температуры по длине слоисто-неоднородного пласта после закачки горячей воды 1,4 –высоко- и малопроницаемые изолированные слои, соответственно (опыт №3). 2,3 - высоко- и малопроницаемые сообщающиеся слои, соответственно (опыт №4)

На втором этапе осуществлена закачка воздуха. Закачка воздуха в течение 0,3-0,5 часа интенсифицировала окислительные процессы в тепловой оторочке и привела к росту температуры в высокопроницаемом слое на 105^0С (рис.2). Через 1 час после закачки воздуха происходит воспламенение нефти. Температура на фронте горения достигает 457°С. В виду того, что в малопроницаемый слой попадает меньшее количество закачиваемого воздуха, то инициирование горения в нем осуществилось с запаздыванием (рис.2). Температура на фронте горения достигла 350^0С. После образования фронта горения перешли на совместную закачку воздуха и воды. Осуществлен переход на влажное и сверхвлажное горение. Необходимо отметить, что этот переход зависит от степени взаимодействия слоев (изолированные или сообщающиеся). Уровень температуры в тепловой зоне вырос на 20-50^0С, что привело к ее росту. С переходом на влажное или сверхвлажное горение в большей степени проявляется тепловая интерференция между слоями разной проницаемости, а в сообщающихся слоях на это накладывается еще и капиллярные перетоки. Это способствует уменьшению разницы передней границы тепловой зоны между слоями.

Причем в сообщающихся слоях это снижение больше. Это приводит к росту коэффициента извлечения нефти из слоисто-неоднородного пласта, как по слоям разной проницаемости, так и из пласта в целом. Несмотря на это, влияние неоднородности пласта все еще сказывается на процессе. С целью улучшения процесса внутрипластового парогенерирования, увеличения охвата пласта процессом осуществлена закачка оторочки раствора карбамида. Закачка оторочки раствора карбамида приводит к проявлению в пористой среде основных его свойств. Происходит разложение карбамида на газообразные продукты аммиак и диоксид углерода. В зависимости от уровня температуры возможно

образование меламина – слабое основание. Образующейся аммиак, попадая в зону вытеснения нефти водой, образует гидроксид аммония (щелочь) и возможно существование меламина. При контакте с органическими кислотами (особенно нафтеновыми) гидроксид аммония и меламин образуют поверхностно-активные вещества, способствующие снижению поверхно-стного натяжения на границе фаз «нефть-раствор щелочи», эмульгированию нефти и улучшению смачиваемо-сти пород коллектора. Доказательство образования в пласте щелочи является анализ pH воды, отбираемой из модели пласта. Раствор карбамида приготовлен на дистиллированной воде и в зависимости от концентрации (1-15%) имеет pH=8,16-8,35. Каждый этап характеризуется своей величиной pH.

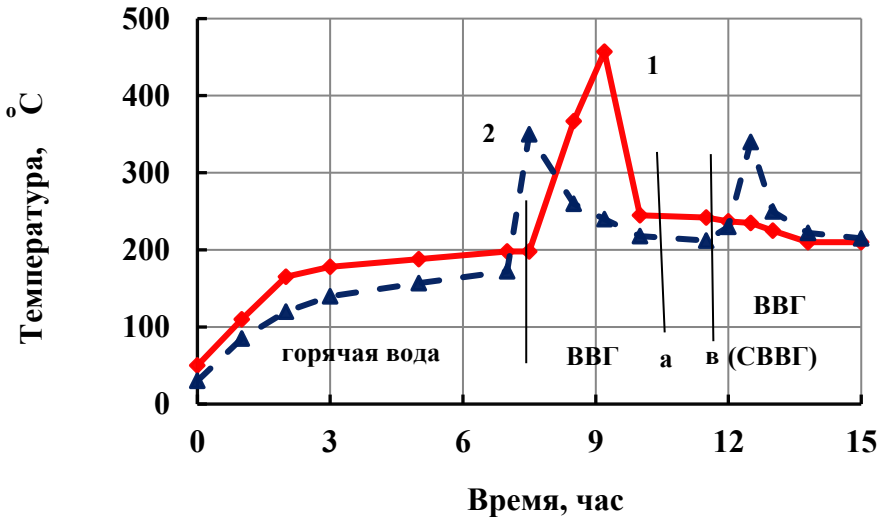


Рисунок 2. Динамика максимальной температуры в слоисто- неоднородном пласте с изолированными слоями в процессе ВППГ с закачкой оторочки раствора карбамида (опыт №3) 1 и 2 –высоко- и малопроницаемые слои, соответственно.
а-в – закачка 7% раствора карбамида

На этапе закачки горячей воды pH отбираемой воды нейтральный и постоянный (pH=6,7-7). С переходом на закачку воздуха (этап II) и с началом окислительных процессов pH отбираемой воды изменяется. Она становится кислой. В обоих слоях происходит снижение pH воды от нейтрального (6,7-7) до кислого (3,7-2,6). Закачка раствора карбамида приводит к росту pH воды. Вода, отобранная из высокопроницаемого слоя, быстро приобретает щелоч-ной характер (pH=8,9-9,6), а из малопроницаемого слоя – нейтральный харак-тер (pH=6,8-7,7), при одновременном существовании окислительных процессов. В опыте №1 (без закачки оторочки карбамида) pH отбираемой воды на всем протяжении осуществления второго этапа остается кислой. В сообщающихся слоях вода, отобранная из разных слоев на этапе закачки оторочек раствора карбамида имеет щелочной характер (pH=8-9,5), что еще раз подтверждает существование капиллярных перетоков флюидов между слоями разной проницаемости. Таким образом, наличие в зоне вытеснения гидроксида аммония (щелочи) приводит к образованию высоковязкой эмульсии. Это способствует росту перепада давления в высокопроницаемом слое, а следовательно к ухудшению фильтрации флюидов (рис.3). Перепад давления в высокопоницаемом слое вырос в 5,5 раз, а в малопроницаемом слое только в 1,55 раза. Происходит перераспределение потоков закачиваемых флюидов по слоям. Увеличение количества закачиваемого воздуха в малопроницаемый слой приводит к росту температуры в нем. Происходит повторное образование фронта горения (рис.2).

В статье [6] отмечается, что в процессе вытеснения нефти диоксид углерода растворяется как в воде, так и в нефти, причем растворимость его в в нефти на порядок выше. Поэтому он может переходить из водного растовра в нефть. Во время перехода

межфазное натяжение между ними становится очень низким и вытеснение приближается к смешивающему режиму. При растворении диоксида углерода в нефти и воде улучшается смачиваемость породы водой, что приводит к отмыву нефтяной пленки с поверхности породы, переводя ее из пленочного состояния в капельное и тем самым улучшает вытеснение нефти. Кроме того, растворение диоксида углерода в нефти сопровождается процессом обратного массопереноса, т.е. легкие фракции нефти переходят в диоксид углерода. По мере движения в пласте диоксид углерода непрерывно обогащает легкие углеводороды. Вначале концентрация легких углеводородов увеличивается, а содержание диоксида углерода убывает до нуля. При этом в пласте образуется нефтяной вал движущийся впереди вытесняющихся жидкостей.

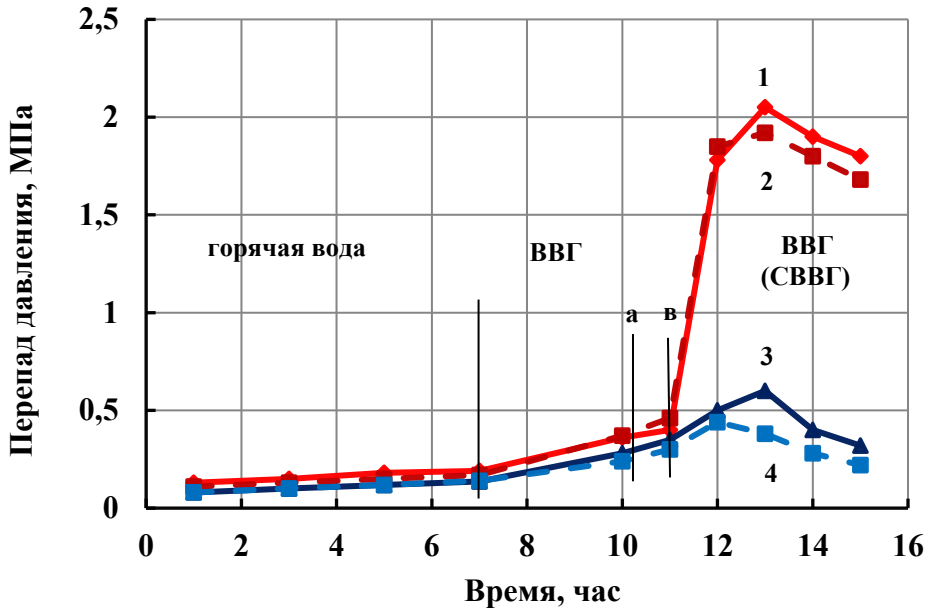


Рисунок 3. Динамика перепада давления при ВППГ с закачкой оторочки раствора карбамида в слоисто-неоднородных пластах
1 и 3 – высоко- и малопроницаемые изолированные слои, соответственно (опыт №3),
2 и 4 - высоко- и малопроницаемые сообщающиеся слои, соответственно (опыт №4),
а-в – закачка раствора карбамида

Подобный характер взаимодействия диоксида углерода с насыщающими пласт флюидами происходит и в процессе внутрипластового горения с закачкой карбамида. Поэтому анализ выходящих газов горения не фиксирует дополнительного количества диоксида углерода. Растворение диоксида углерода в нефти сопровождается снижением вязкости и плотности нефти, что не характерно для обычного внутрипластового горения, особенно на последней стадии процесса. Поэтому анализ выходящих газов не фиксирует дополнительного количество выходящего диоксида углерода.

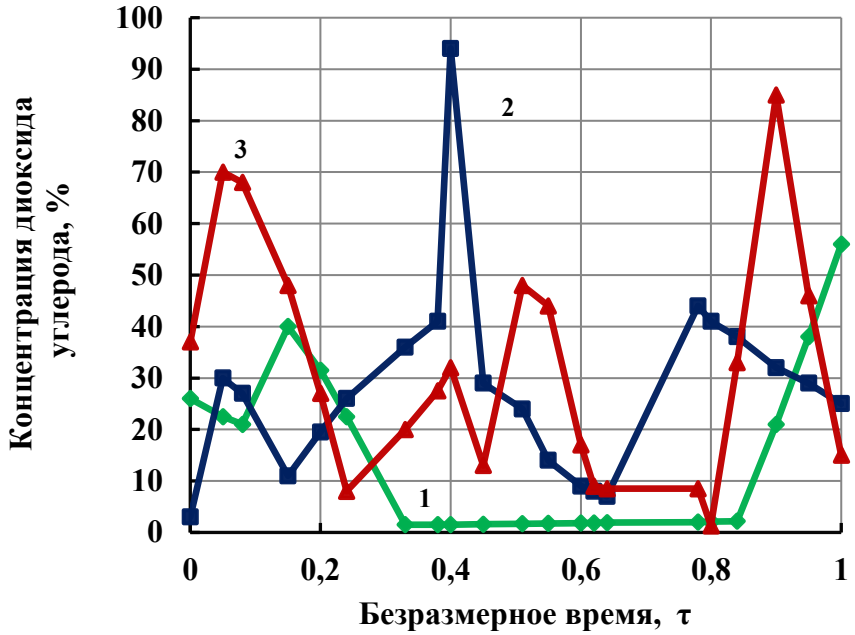


Рисунок 4. Изменение концентрации CO_2 образованный в предварительно нагретом пласте до 200°С при закачке раствора карбамида 1,2,3 – 1; 7; 10% раствор карбамида

Обсуждение

Для доказательство образования диоксида углерода в пласте был проведен специальный эксперимент. Это исследование показало, что закачка раствора карбамида в предварительно прогретый до 200^0С пласт приводит практически сразу к образованию в пласте диоксида углерода (рис.4). Из рисунка видно, что при закачке 1% раствора карбамида диоксид углерода в количестве 20,5% образуется через 0-10 мин (τ=0,05), при закачке 5% и 15% раствора карбамида разложение происходит за то же время, но количество, выделенного диоксида углерода выше и равно 28,5% и 80%, соответственно. Чем выше концентрация раствора карбамида, тем больше образуется диоксида углерода. Растворимость диоксида углерода в нефти приводит к снижению ее вязкости, что не характерно для процесса внутрипластового горения, особенно в ее конечной стадии.

Заключение

Таким образом, разработана и изучена новая комбинированная технология процесса воздействия на слоисто-неоднородный пласт путем комбинирования внутрипластового парогенерирования с закачкой оторочки раствора карбамида. Это позволяет, по лабораторным данным, увеличить нефтеотдачу неоднородного пласта на 3-4% по сравнению с внутрипластовым горением с закачкой оторочки раствора карбамида, на 9-24% по сравнению с парогенерированием и на 12-35% по сравнению с внутрипластовым горением.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунина Л.К., Сваровская Л.И. Ферментативное генерирование нефтевытесняющих композиций в условиях низкотемпературных пластов вязкой нефти. //М: Нефтехимия, 2012, т.52, №6, с.474-479.

2. Байков Н.М. Закачки CO_2 и пара – основные методы увеличения нефтеотдачи. //М., Нефтяное хозяйство, 2010, №10, с.156-158.

3. Берлин А.В. Результаты лабораторных исследований физико-химического воздействия в карбонатных коллекторах. //М., Нефтяное хозяйство, 1998, №3, с.53-56.

4. Боксерман А.А., Мырка Я.М., Полковников В.В., Соколов А.Г. Комбинированный метод воздействия на нефтяной пласт с применением сочетания закачки теплоносителей и

внутрипластовых окислительных реакций. //М., Сб. науч. трудов ВНИИнефть, 1985, №92, с.46-60.

5. Вукалович М.П. Термодинамические свойства воды и водяного пара. М., Машиностроение, 1967, 79с.

6. Джонсон Г. Увеличение нефтеотдачи посредством закачки в пласт CO_2. //Valve Magazine, Fall, 2014, p.38-42 (valve-industry.ru)

7. Кучерявый В.И., Лебедев В.В. Синтез и применение карбамида. Ленинград, Химия, 1970, 448 с.

8. Мамалов Е.Н. Внутрипластовое парогенерирование в однородном и слоисто-неоднородном пластах: результаты исследований и выводы. //Баку, Известия АН Азерб., Науки о Земле, 2000, №2, с.76-84.

9. Методы увеличения нефтеотдачи с применением ферментивно генерируемой нефтевытесняющей системы, ее влияние на состав и свойства вытесненных вязких нефтей. //Гусева Ю.З., Алтунина Л.К., Сваровская Л.И., Овсянникова В.С.- М,: В мире научных открытий, 2016, №6(78), с.109-121.

10. Обобщение опыта применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» /Комаров А.М., Шувалов А.В., Кузин И.Г., Сибаев Т.В., Изгибаев Р.Ю., Вагизов А.М.- М:, Нефтяное хозяйство, 2010, №11, с.87-89.

11. Патент Россия №2149258, МПК^7 Е 21 В 43/24, оп. 20.05.2000.

12. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов. //М: Успехи современного естествознания, 2016, №3, с.205-209.

13. Increasing Hydrocarbon Recovery Factors /Zitha P., Felder R., Zores D., Brown K., Mohanty K. //SPE Technol. Updates, 2011, 9 p.

14. Hasr T.N. Novel expanding solvent – SAGD process "ES-SAGD". //J. Canad. Petrol. Technology, 2003, v.42, №1, pp.13-16.

15. КаражановаМ.К., Максотов М.М., Раджабов Д.Э. Сравнительная эффективность и перспективы применения термических методов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами // Актау, «Yessenov Science Journal №1(46)-2024.

COMBINED METHOD OF STIMULATING A HETEROGENEOUS RESERVOIR BASED ON OXIDATION REACTIONS

E. Mammalov*, E.Gorshkova
Institute of Oil and Gas, Baku,Azerbaijan
e-mail: evgeniy_mamalov@rambler.ru, jenyaGarshkova@rambler.ru

Abstract. This article discusses the issue of enhancing oil recovery from a heterogeneous reservoir. The combined method is based on the technology of in-situ combustion with the injection of a slug of urea solution. The in-situ combustion technology itself is a combination of hot water or steam injection with a transition to air injection. This makes it possible to initiate combustion directly within the reservoir. Subsequently, a transition to a wet or super-wet combustion process is envisaged. For more efficient displacement of oil from a layered heterogeneous reservoir, it is proposed to inject a slug of urea solution at the stage of wet in-situ combustion. In this case, the main properties of urea under the influence of high temperature are utilized. At high temperatures, urea decomposes into ammonia and carbon dioxide. Dissing in water, ammonia forms an alkali, due to which the interfacial tension at the phase boundary and rocks decreases, and wettability improves. Carbon dioxide dissolves both in water and, to a greater extent, in oil. This contributes to a reduction in oil viscosity. All these factors combined allow for an additional increase in oil production from a heterogeneous reservoir.

Keywords: steam, hot water, wet combustion, super-wet combustion, urea, oil, ammonia, carbon dioxide, concentration, layered heterogeneous reservoir, communicating layers, isolated layers, oil recovery.

ТОТЫҒУ РЕАКЦИЯЛАРЫ НЕГІЗІНДЕГІ БІРТЕКТІ ЕМЕС ҚАБАТҚА ӘСЕР ЕТУДІҢ БІРІКТІРІЛГЕН ӘДІСІ

Е.Н. Мамалов*, Е.В. Горшкова
Мұнай және газ институты, Баку қаласы, Әзербайжан
e-mail: evgeniy_mamalov@rambler.ru, jenyaGarshkova@rambler.ru

Аңдатпа. Бұл мақалада әртекті қабаттан мұнай өндіруді арттыру мәселесі қарастырылады. Комбинацияланған әдіс карбамид ерітіндісінің шоғырын айдаумен бірге қабатішілік жану технологиясына негізделген. Қабатішілік жану технологиясының өзі ыстық су немесе бу айдауды ауа айдауға көшірумен үйлестіруді қамтиды. Бұл жану процесін тікелей қабат ішінде бастауға мүмкіндік береді. Кейіннен ылғалды немесе аса ылғалды жану процесіне көшу қарастырылады. Қабатты-әртекті пласттан мұнайды тиімдірек ығыстыру үшін ылғалды қабатішілік жану сатысында карбамид ерітіндісінің шоғырын айдау ұсынылады. Бұл жағдайда карбамидтің жоғары температура әсерінен болатын негізгі қасиеттері пайдаланылады. Жоғары температурада карбамид аммиак пен көмірқышқыл газына ыдырайды. Аммиак суда еріп, сілті түзеді, соның нәтижесінде фазалар мен жыныс шекарасындағы беттік керілу төмендеп, суланғыштық жақсарады. Көмірқышқыл газы суда да, әсіресе мұнайда жақсы ериді. Бұл мұнай тұтқырлығының төмендеуіне ықпал етеді. Осы факторлардың барлығы жиынтық түрде әртекті қабаттан мұнай өндіру көлемін қосымша арттыруға мүмкіндік береді.

Түйін сөздер: бу, ыстық су, ылғалды жану, аса ылғалды жану, карбамид, мұнай, аммиак, көмірқышқыл газы, концентрация, біртекті емес қабат, өзара байланысқан қабаттар, оқшауланған қабаттар, мұнайбергіштік.