

- величина критической концентрации мицеллообразования присадки С-5А в растворе уменьшается с увеличением количества парафинов в системе.

Формирование мицелл присадки С-5А в растворах парафинов в *n*-гептане оказывает существенное влияние на процесс кристаллизации парафинов и механизм действия присадки в целом. Подтверждение данного предположения требует дальнейших исследований.

Литература

1. Лебедев А.Д., Левчук Ю.Н., Ломакин А.В., Носкин В.А. Лазерная корреляционная спектроскопия в биологии – Киев.: Наукова думка, 1987. – 256 с.
2. Чадова Е.А. Точность и достоверность измерений размеров наночастиц методом корреляционной спектроскопии рассеянного света. Дипломная работа – Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, 2013. – 47 с.
3. Экспериментальные методы исследования парафинистых нефтей / Под ред. К.Д. Ашмяна. – М.: ОАО «ВНИИнефть», 2004. – 108 с.

УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА ЗАКАЧКОЙ СУХОГО АКТИВНОГО ИЛА НА ТУЙМАЗИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Е.И. Ходикова

Научный руководитель доцент О.С.Чернова

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Туймазинское месторождение расположено в юго-западной части Башкортостана на территории Туймазинского района в 180 км от г. Уфы. Месторождение открыто в 1937 году. С вводом его в промышленную разработку Туймазинский район из сельскохозяйственного превратился в один из крупнейших промышленных районов Башкортостана. Основными населенными пунктами, кроме г. Октябрьского, являются г. Туймазы, районный поселок Серафимовский, станция Уруссу и другие. Ближайшей железной дорогой является линия Уфа – Ульяновск. Ближайший магистральный нефтепровод Усть – Балык – Уфа – Альметьевск. В географическом отношении изучаемая территория представляет холмистую равнину, расчлененную на отдельные гряды сетью рек, крупных и мелких оврагов. Абсолютная отметка 268 м. Климат района континентальный. Абсолютная максимальная температура воздуха – плюс 40 градусов, а минимальная – минус 40 градусов. Снежный покров достигает 1,5 м, глубина промерзания почвы 1,5-2 м. Основной водной артерией является река Ик – левый приток реки Камы. Основными полезными ископаемыми являются нефть и строительные материалы. Последние представлены глиной, песком, известняком, песчаником и гравием. Некоторые глины пригодны для приготовления глинистого раствора, необходимого для бурения скважин. На Туймазинском месторождении скважинами вскрыты породы кристаллического фундамента Р, девонской системы D, каменноугольной системы С, пермской системы Р, четвертичной системы Q. Отложения кристаллического фундамента рифейской системы докембрия представлены биоситовыми парагнейсами и гранитами. На биоситовых гнейсах кристаллического фундамента несогласно залегают зеленовато - серые гидрослюдистые аргиллиты, которые переслаиваются с кварцево-палеошпатовыми алевролитами, присутствуют редкие прослои песчаников.



Рис. 1 Обзорная схема Туймазинского месторождения

Девонская система представлена средним и верхним отделами. Общая толщина отложений девонской системы изменяется от 310 до 450 м. Преобладают в разрезе карбонатные породы. Толщина терригенной части разреза составляет от 115 до 156 м. Каменноугольная система С представлена нижним, средним и верхним карбоном. Бобриковский горизонт C_1^{bb} кожимского надгоризонта C_1^{kzh} нижнего подъяруса C_1v_1 визейского яруса C_1v представлен терригенными отложениями-песчаниками, алевролитами с прослоями углистого материала. По литологическому составу толща расчленяется на две пачки: нижнюю пачку – аргиллиты - глинистую и верхнюю песчано - алевролиты - глинистую. Мощность - от 10 до 16 метров. Пермская система Р представлена нижней Пермью. Отложения четвертичной системы Q развиты по долинам рек и у подножья склонов. Литологически эти

отложения представлены песками, суглинками и глинами, редко галечником. Мощность от 8 до 10 метров. В настоящее время в пределах Туймазинского месторождения выявлено девять основных продуктивных объектов, при опробовании которых получены промышленные притоки нефти: пласты DIII и DIV в отложениях старооскольского горизонта D_2^{st} , пласт DII в муллинских отложениях D_2^{ml} , пласт DI в пашийских отложениях D_3^{ps} , продуктивный пласт в кровле турнейского яруса C_{1t} , продуктивная толща в терригенных отложениях нижнего карбона C_{1t} , бобриковский горизонт C_{1bb} кожимского надгоризонта C_{1kzh} , в карбонатах заволжского D_3^{zv} и алексинского C_{1al} горизонтов. Пласт C_{1bb} , общая толщина 11 м. Толщина пласта изменяется от 1 до 10 метров, при средневзвешенной толщине по месторождению 2,5 м. Максимальные толщины приурочены, как правило, и купольным участкам поднятий. Пористость по месторождению при подъеме запасов принята равной 0,23 доли единицы. Проницаемость составила 0,676 мкм². Коэффициент расчлененности составляет 1,5, песчаности 0,75. Туймазинское месторождение является многопластовым. В настоящее время эксплуатируются пласты DI, DII, DIII, DIV, песчаники бобриковского горизонта C_{1bb} , известняки верхнефаменского подъяруса D_3fm_3 и турнейского яруса C_{1t} . Характеристика бобриковского горизонта (C_{1bb}) представлена в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика бобриковского (C_{1bb}) горизонта

Показатель	Бобриковский (C_{1bb}) горизонт
Глубина залегания, м	1100
Тип залежи	стратиграфолитологический
Тип коллектора	песчаный
Пористость, долей	0,225
Проницаемость, мкм ²	0,676
Нефтенасыщенность, долей ед.	0,835
Коэффициент песчаности	-
Коэффициент расчлененности	1,5

Пластовая нефть терригенной толщи нижнего карбона характеризуется следующими свойствами: плотность – 864 кг/м³, вязкость – 12,4 мПа·с, давление насыщения – 6,3 МПа, газосодержание – 22,0 м³/т. В газах преобладают метан, этан, пропан. Сероводород присутствует в количестве 0,8 - 1,4 %, в пластовой нефти – 0,15 %. В целом нефти терригенной толщи нижнего карбона в среднем по Туймазинской площади высоковязкие (28,6 – 32,6 мПа·с при 20 °С), тяжелые (886 – 891 кг/м³), смолистые (12,0 – 13,2 %), парафинистые (3,2 – 3,5 %). Плотность воды бобриковского горизонта достигает 1176 кг/м³. В составе пластовых вод преобладают ионы хлора и натрия. Вязкость воды в пластовых условиях – 1,3 мПа·с. Свойства и характеристика поверхностных нефтей бобриковского горизонта C_{1bb} приведена в таблице.2. Характеристика нефтяного газа приведена в таблице 3.

Таблица 2

Характеристика поверхностных нефтей бобриковского горизонта C_{1bb} Туймазинского месторождения

Показатель	Бобриковский (C_{1bb}) горизонт
Плотность при 20 °С	0,886
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	20
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	14,2
Газовый фактор, м ³ /т	21,5
Давление насыщения, МПа	5,6
Содержание, %	-
серы	2,8
смола	12,8
асфальтенов	5,1
парафина	3,4
Выкипает в процентах молей до:	-
100 °С	3,8
200 °С	19,3
300 °С	39

Таблица 3

Характеристика нефтяного газа

Показатель	Бобриковский (C_1^{bb}) горизонт
Относительная плотность, % мол.	1,191
Средний молекулярный вес, % мол.	35,7
углекислоты	5,1
сероводорода	0,7
азота	20,7
азота	23,62
пропана	20,1
и-бутана	2,78
н-бутана	8,21
и-пентана	1,67

Выделяются следующие стадии разработки Туймазинского месторождения: Первая стадия (1945 - 1955 г.) – характеризуется интенсивным ростом добычи нефти и с некоторым отставанием роста закачки воды – это период активного разбуривания залежи и освоения системы законтурного заводнения. К концу стадии суммарная добыча нефти достигла 40,1 млн. тонн, обводненность продукции не превышала 5 %. Вторая, основная стадия (1956 - 1967 г.). В этот период добыча нефти постепенно увеличивается и затем стабилизируется на 11,0 - 1,8 млн. тонн в год. Эти изменения обусловлены разбуриванием центральной части Туймазинской площади и мероприятиями по развитию системы внутриконтурного заводнения. К концу стадии суммарная добыча нефти достигла 154,2 млн. тонн, обводненность продукции возросла до 59 %. Третья, поздняя стадия (1968 - 1975 г.), характеризуется значительным снижением добычи нефти, интенсивным обводнением продукции и существенными изменениями показателей разработки во времени. К концу стадии из залежи было отобрано 201,7 млн. тонн нефти. Обводненность продукции достигла 90,3 %. Четвертая стадия характеризуется интенсификацией отбора жидкости в условиях прогрессирующего обводнения продукции. Максимальный отбор жидкости был достигнут в 1981 г. и составил 36,4 млн. тонн.

Пласт C_1^{bb} введен в разработку в 1951 году. Обводненность пласта C_1 составляет 83,06 %, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 0,289, при проектном значении 0,363. Остаточные извлекаемые запасы пласта составляют 912,64 тыс. т нефти. Максимальная добыча нефти по пласту в 1986 году, дальнейшая разработка пласта характеризуется резким снижением добычи нефти на фоне прогрессирующего обводнения добываемой продукции.

Таблица 4

Оперативные запасы на 01.01.2014 год по нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть»

Показатель	в т.ч. Туймазинское месторождение	НГДУ «Туймазанефть»
Запасы нефти на 01.01.2014 $A+B+C_1$ начальные, тыс. т в т.ч. балансовые, тыс. т в т.ч. извлекаемые	651856 349398	1026034 511977
Запасы нефти на 01.01.2014 $A+B+C_1$ остаточные, тыс. т в т.ч. балансовые, тыс. т в т.ч. извлекаемые	323522 21064	579509 65452
Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 год, тыс. т	328334	446525
Годовая добыча за 2013 год, тыс. т	564	1614
КИН начальный текущий	0,536 0,504	0,499 0,435
Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов, %	94	87,2
Текущий темп отбора нефти, %	2,6	2,4
Текущая обводненность, %	89,7	84,7

Было остановлено 27 скважин с суммарным суточным дебитом 2292 тонн. Среднегодовая суточная закачка за 2014 г. составила 27496 м³/с. Снижение объема закачки в апреле-мае связано с ограничением закачки пресной воды по Туймазинскому и Стахановскому месторождениям на период весеннего паводка. В течение года произошло снижение действующего фонда нефтяных скважин на 146 единиц.

На рисунке 4 представлена динамика среднесуточной добычи нефти, жидкости, закачки по НГДУ «Туймазанефть». По состоянию из всех разрабатываемых месторождений за 2014 год добыча нефти составила 1614,624 тыс. тонн плюс 98,924 тыс. тонн к бизнес плану, что на 203, 272 тыс. тонн или 14,4 % больше чем за 2013 год. Прирост добычи обеспечен дополнительной добычей за счет ввода новых скважин и проведенных ГТМ. На весь объем ГТМ, без новых скважин, за 12 месяцев 2010 года по бизнес-плану запланировано – 307,8 млн. руб., израсходовано – 456,5 млн. руб. Затраты на проведение 1 мероприятия фактически составили – 811 тыс. руб., при плане 832 тыс. руб. Отмечается снижение затрат на проведение одного ГТМ на 21 тыс. руб., а так же сверх плановая добыча составила 74,41 тыс. т нефти. Удельные затраты на 1 т нефти составили -2,65 тыс. руб. при плане 3,14 тыс. руб.

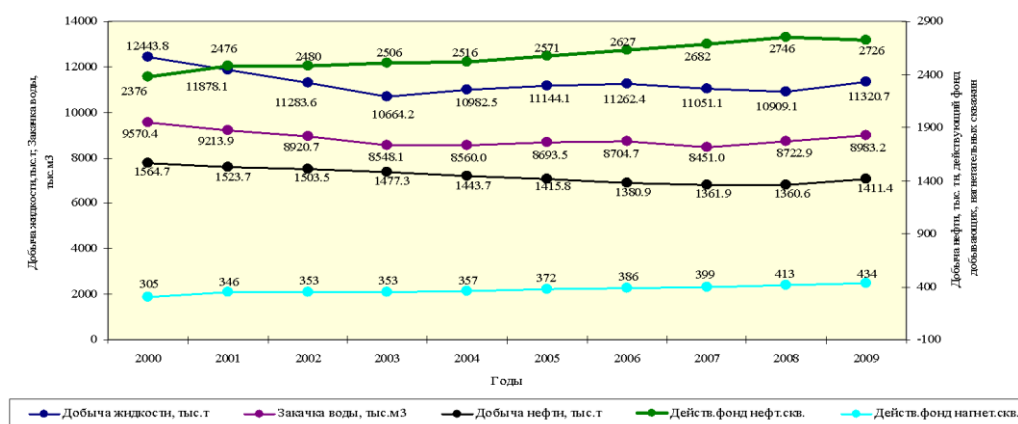


Рис. 2 Динамика основных показателей разработки НГДУ «Туймазанефть»

На рисунке 3 представлены показатели действующего фонда нефтяных скважин.

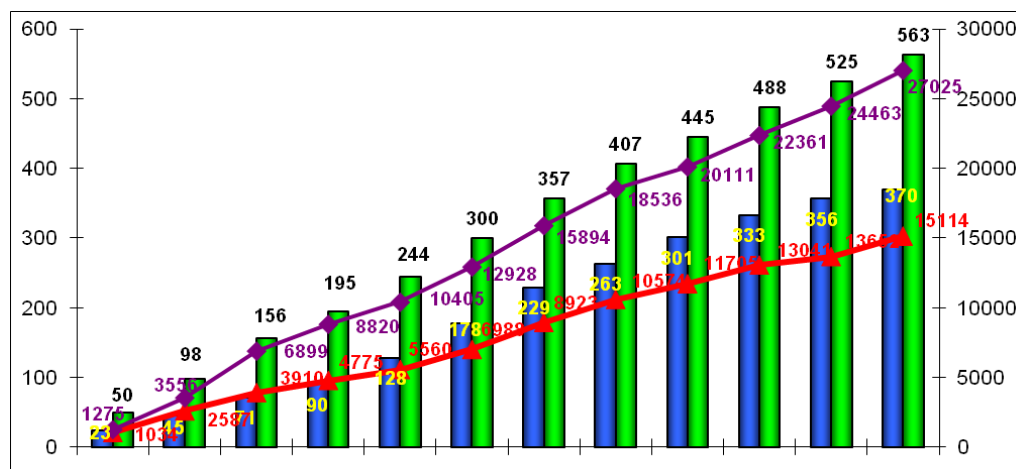


Рис. 3 Выполнение геолого-технических мероприятий по нефтегазодобывающему управлению «Туймазанефть»

За последние годы в НГДУ применялись различные методы увеличения нефтеотдачи. Причем, применение их зависит от многих факторов: геологического строения месторождения на поздней стадии эксплуатации, свойств коллектора и т.д. Все виды воздействия на призабойную зону скважин в ТУДНГ по технологиям проведения можно объединить в следующие группы:

- физико-химические методы: закачка осадкогелеобразующей ком-позиции «КОГОР», закачка цеолита, закачка нефелина и композиции «цеолит+нефелин», обработки кислотой замедленного действия, закачка КСТ, закачка гиплана, дилатационно - волновое и виброрейсическое воздействия, термомпложиионное воздействие на пласт, ЗГРП;
- микробиологические методы: закачка сухого активного ила, закачка биоПАВ;
- гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи: нестационарное (циклическое) заводнение и изменение направления фильтрационных потоков, создание обратного конуса, зарезка боковых стволов, бурение горизонтальных скважин.

Таким образом, выбор метода увеличения нефтеотдачи зависит от многих факторов, таких как, например, обводненность добываемой жидкости, геологических условий, коллекторских свойств продуктивных пластов.

В таблице 5 представлен отчет по по внедрению новых методов увеличения нефтеотдачи пластов по НГДУ «Тумазанефть» за 2014 год.

Таблица 5

Отчет по внедрению новых методов увеличения нефтеотдачи пластов по нефтегазодобывающему управлению «Тумазанефть» за 2014 год

Технология	2014 год			
	План года		Факт 12 месяцев	
	количество скважин	эффект, тыс. т	количество скважин	эффект, тыс. т
Микробиологические методы:				
закачка активного ила	14	7,5	12	5,22

Технология увеличения нефтеотдачи пластов с применением эмульсии биоПАВ предназначена для выравнивания профиля приемистости призабойной зоны и увеличения охвата пласта заводнением, за счет повышения вязкости и стабильности эмульсий, образуемых при смешении с водой в промытых зонах, а также увеличения фазовой проницаемости по нефти и снижения вязкости последней, вследствие гидрофобизации порового пространства и взаимодействия растворителя с отложениями асфальтосмолистых веществ и парафина (АСПО), что приводит в конечном итоге к увеличению нефтеотдачи пласта в условиях пластовых вод различной минерализации.

Областью применения технологии являются нефтяные месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки при высокой обводненности нефти (80 % и более), с любой степенью минерализации пластовых вод.

В качестве одной из составляющей эмульсии является водный раствор биоПАВ КШАС-М (продукт жизнедеятельности бактерий рода *Pseudomonas aeruginosa* S – 7), содержащий полисахариды и поверхностно – активные вещества. Вторая составляющая эмульсии – неонол марки АФ 9-4 или АФ 9-6. Третья составляющая эмульсии – деэмульгатор ДЕВОН-1. Четвертая составляющая эмульсии – углеводородный растворитель (нефрас марки 150/330, ЖОУ и др.).

Композиция закачивается в нагнетательную скважину, продвигается в высокопроницаемых пропластках, в низкопроницаемых зонах глубина проникновения значительно меньшая. Регулирование осадкообразования в пласте достигается величиной объема буферной оторочки пресной воды.

Закачка биоПАВ обеспечивает: - снижение поверхностного натяжения; - уменьшение межфазного натяжения на границе нефть - вода; - образование геле - и осадкообразования для селективной закупорки высокопроницаемых пропластков.

Закачка активного ила обеспечивает снижение обводненности добываемой продукции и повышение нефтеотдачи путем закачки биомассы в нагнетательные скважины.

Микробная масса, закачанная в пласт, распространяется и развивается в наиболее промытых зонах пласта, вследствие чего уменьшается их проницаемость.

Кроме того, газообразные продукты микробиологических процессов (CO_2 , CH_4) активно воздействуют на пластовые флюиды, повышая коэффициент вытеснения остаточной нефти. Критериям применения метода отвечают объекты, разрабатываемые с заводнением, находящиеся на поздней стадии разработки, характеризующиеся неоднородностью коллектора, с проницаемостью в пределах $0,008 \dots 5,0 \text{ мкм}^2$, с минерализацией пластовой воды по NaCl свыше 100 г/дм^3 с оторочками пресной или опресненной воды. Закачка активного ила обеспечивает: - снижение обводненности добываемой продукции и повышение КИН; - уменьшение промытых зон пласта; - повышение охвата пласта заводнением.

Следовательно, данный метод выполняет функции следующих следующих методов: микробиологических, физико - химических, гидро-динамических.

В таблице 6 представлены результаты закачки сухого активного ила за 2014 год, по скважинам которые отреагировали.

Анализируя показатели очагов каждой из нагнетательных скважин, следует, что эффективность воздействия может быть достигнута за счет:

-снижения процента воды в продукции скважины и снижения дебитов жидкости (попутно добываемой воды);

-увеличения отборов по жидкости и снижения обводненности продукции;

-увеличения отборов по жидкости и увеличения обводненности продукции.

По состоянию на 01.01.2014 года по пласту С1⁶⁶ Александровской площади добыто 67,663 тыс./т нефти, а с начала разработки добыто -21993 тыс./т нефти. Добыто жидкости 546,137 тыс. м³, а с начала разработки 123370,657 тыс.м³. Коэффициент извлечения нефти составляет 0,315 при проектном 0,375. Применение технологии закачки сухого активного ила на Александровской площади Туймазинского месторождения (за периоды с 1986- 1991 г. и 2005 – 2014 г. дополнительно добыто 62,592 тыс. т нефти) [9].

В таблице 7 приведены показатели применения микробиологических методов увеличения нефтеотдачи в НГДУ «Тумазанефть».

Таблица 6

Результаты закачки сухого активного ила за 2014 год

Очаг	Реагирующие скважины	До воздействия			После воздействия			Дополнительная добыча, т/год
		Qж, т/сут	Qн, т/сут	В, %	Qж, т/сут	Qн, т/сут	В, %	
2723	2456	52,1	3,4	94,9	39,7	4,95	1,3	190,4
	3104	8,5	4,5	3,3	8,1	5,4	9,3	157,6
3167	686	236,7	2,3	9,3	150,6	10,5	4,6	2992,9
3111	3109	51,8	0,5	9,2	59,6	2	7,3	543,7
	3209	69,7	3,2	6,6	57,5	6,2	2,3	988,4
1379	1915	9,6	0,6	5	7,7	0,9	0,6	21,6
	799	64,6	5,7	2,8	94,2	11,6	9,9	2128,6
2215	2774	2,16	1,1	6,7	3,6	2,1	8,9	378,78
2511	2508	1,8	1,1	9	2,5	2,1	2,3	345,2
3171	2636	2,9	1,5	4,8	1,9	2	9,4	95,1
	2641	5,3	2,3	2,2	5	3,5	7,7	390,7
	2149	6,1	3,3	3,7	4,4	3,7	2,9	72,83
911	1363	72,9	3,5	5,5	95,1	5	7,9	85,28
1782	724	74,9	2,1	7,9	89,7	2,7	8,6	28
		357,7	27,1		375	40,6		

Таблица 7

Сравнительные показатели применения микробиологических методов увеличения нефтеотдачи в нефтегазодобывающего управления «Туймазанефть»

Вид обработки	2014 год	
	Количество обработок, Сква.	Эффект, тыс. т
БиоПАВ	5	5,159
Активный ил	12	5,22

Литература

1. Амиров А.Д. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / А.Д. Амиров. - Москва: Недра, 1979. -312 с.
2. Бахтиярова Р.С. Становление научно-технического комплекса по увеличению нефтеотдачи пластов в Республике Башкортостан / Р.С. Бахтиярова, А.С. Беляева // Инновации и перспективы сервиса: сб. научных статей IV Международной научно-технической конференции. – У.: УГАЭС, 2007. –120 с.
3. Ибрагимов Г.З. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / Г.З. Ибрагимов. – Уфа, 1993. – 24 с.
4. Инструкция по применению эмульсии БиоПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов. – Уфа: БашНИПИнефть, 2005. –7 с.
5. Каплан Л.С. Развитие техники и технологий на Туймазинском нефтяном месторождении / Л.С. Каплан, А.В. Семенов, Н.Ф. Разгоняев. – У: РИЦ АНК «Башнефть», 1998. – 416 с.
6. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти / В.И. Щуров. - Москва: Недра, 1983. - 510 с.

ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НЕФТЕВЫТЕСНЕНИЯ

Я.Г. Чепурной

Научные руководители старший научный сотрудник А.В. Богословский, доцент В.М. Галкин
Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При традиционных методах разработки месторождений, даже с нагнетанием воды в продуктивные пласты, около половины запасов нефти остается не извлеченными. В связи с этим важнейшей проблемой добычи нефти является повышение нефтеотдачи. Одна из основных причин низкой нефтеотдачи - капиллярные силы и неблагоприятное соотношение вязкостей нефти и закачиваемой воды, приводящее к искажению фронта