

концентрацией ПАВ существенна (рис.3, а). Хуже всего выносятся составы, содержащие всего 10% газоконденсата при низкой скорости воздушного потока; улучшения заметны в пределах от 25% до 50%, а при 50 %-ном опять снижается. Степень вовлечения количества газоконденсата в эмульгировании хорошо просматривается по ходу кривой 1% ПАВ. Однако при скорости 1,18 м/с содержание конденсата влияет на процесс выноса жидкости незначительно (рис.3, б). С увеличением концентрации ПАВ и снижением минерализации (кривая NaCl -1,3% , CaCl₂ - 0,2%) вынос жидкости возрастает.

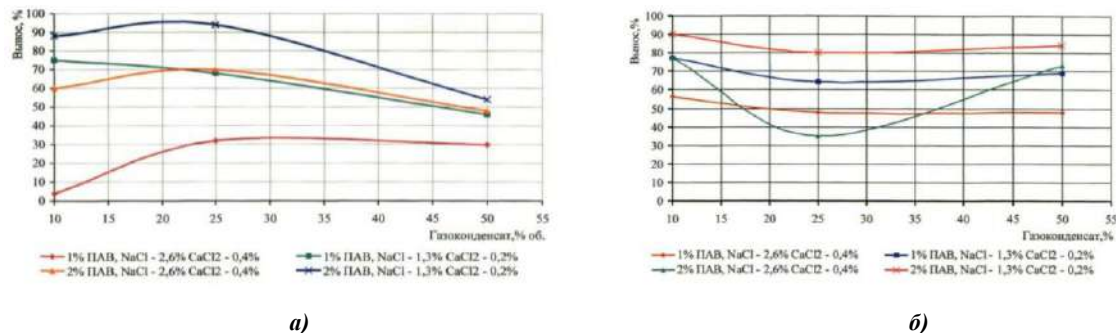


Рис. 3 Выносящая способность ПАВ в зависимости от содержания газоконденсата при $v=0,07$ м/с (а) и 1,18 м/с (б)

На основании всего вышесказанного можно сделать вывод, что главными критериями для выбора ПАВ должны являться высокие пенообразующие свойства системы, а также стабильность пены во времени, достаточном для выноса жидкости из скважины. Состав ПАВ подбирается исходя из характерных особенностей месторождения.

Литература

1. Логинова М.Е., Гаймалетдинова Г.Л., Нургалиев А.Р., Сенин А.С. Влияние разных классов ПАВ на изменение поверхностного натяжения водных растворов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции – 2018. – С. 166
2. Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений. Известия высших учебных заведений. – Нефть и газ –2017. – С. 85-89.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.А. Коновалов

Научный руководитель - доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, актуальной темой для рассмотрения, является разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов (ТриЗ). Впервые классификацию ТриЗ в 1994 году предложили Н.Н. Лисовский и Э.М. Халимов [1]. Она была основана на граничных значениях ряда геологических и технологических параметров, а также степени удаленности от существующих центров нефтегазодобычи. В современном понимании, трудноизвлекаемые запасы – это запасы залежей (месторождений, объектов разработки) или частей залежи, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и (или) физическими ее свойствами, разработка которых существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы экономически неэффективна. Новая классификация запасов стала основой для стимулирования ТриЗ.

Для разработки ТриЗ применяется множество методов увеличения нефтеотдачи (МУН), которые можно подразделить на четыре типа:

- химические методы, такие как заводнение с применением ПАВ, полимерное, мицелярное заводнение, а также закачка жидких растворителей или других химических веществ;
- микробиологические методы, такие как введение в пласт бактериальной продукции или её образование непосредственно в нефтяном пласте;
- газовые методы, такие как закачка углеводородных газов, углекислого газа, азота или других газов, закачиваемых в пласт как самостоятельно, так и в смеси с жидкостями;
- тепловые методы, такие как вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных, или других видов реакций [2].

На данный момент, широкое применение для месторождений Западной Сибири имеет метод многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах, но применение данного метода ограничено геологическими условиями залегания и анизотропией физических свойств пластов-коллекторов. Кроме всего прочего, вертикально – интегрированные нефтяные компании (ВИНК), ведущие свою деятельность на территории Западной Сибири, нацелены на то, чтобы добыть максимальное количество углеводородов в короткие

сроки, из-за чего зачастую выбирается неверная система разработки, стремительное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов и соответственно встаёт вопрос о рентабельности добычи углеводородного сырья, так как появляется необходимость применять дорогостоящие методы, чтобы извлечь остаточные запасы.

Таблица 1

Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов

Группы	Критерии	Количественные критерии		
		Э.М. Халимов, Н.Н. Лисовский	Налоговый кодекс РФ	ГКЗ 2015
Аномальных нефтей	Вязких нефтей	В пластовых условиях >30 спз	В пластовых условиях >200 спз	В пластовых условиях >100 спз
Неблагоприятных коллекторов	Малопроницаемых и низкопроницаемых	< 0,03 мкм2	< 0,002 мкм2	< 0,004 мкм2
Подгазовые зоны и нефтяные оторочки				$V_{гш} > 1/3 V_n$
Технологическая	Выработанность (истощенность)	>0.7 НИЗ	>0.8 НИЗ	>0.8 НИЗ
Географическая		Районный коэффициент в диапазоне 1 –2	Республика Саха(Якутия), Иркутская обл., Красноярский край, внутренние морские воды/ территориальное море севернее Северного полярного круга, континентальный шельф РФ, Азовское и Каспийское, Черное, Охотское моря, Ненецкий АО, п-в Ямал в ЯНАО	Республика Саха(Якутия), Иркутская обл., Красноярский край, внутренние морские воды/ территориальное море севернее Северного полярного круга, континентальный шельф РФ, Азовское и Каспийское, Черное, Охотское моря, Ненецкий АО, п-в Ямал в ЯНАО
Нетрадиционные запасы нефти и газа			Баженовская, абалакская хадумская, доманиковская	Баженовская, абалакская, хадумская, доманиковская, доюрские отложения (Западная Сибирь) и доюрские отложения (Восточная Сибирь венд/рифей)

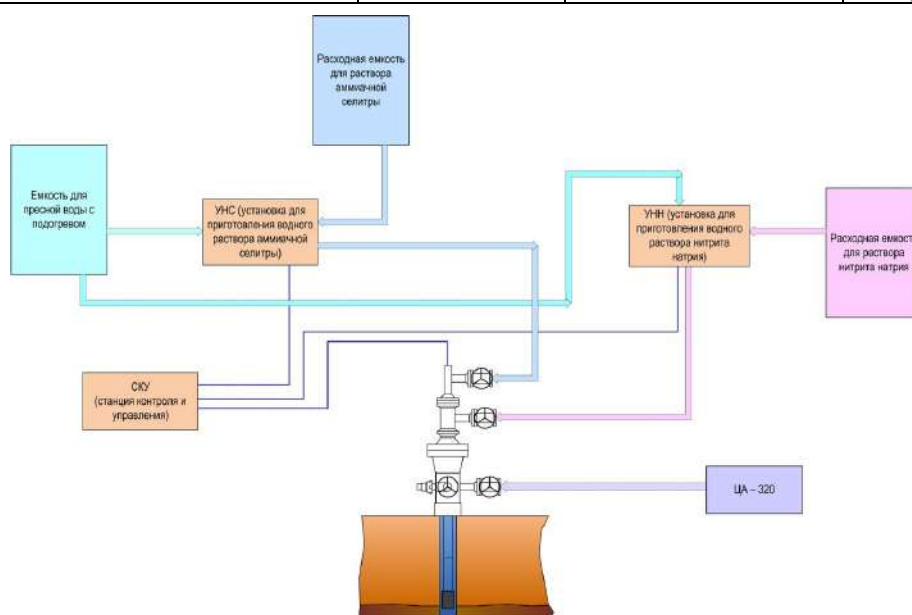


Рис. 1 Схема закачки бинарных смесей

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Огромное количество месторождений Западной Сибири представлено [МВМ1] низко проницаемыми коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами. Средний коэффициент извлечения нефти (КИН) на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами не превышает 0,4. Это означает, что если не применять принципиально новые методы улучшения выработки запасов, то около 60 % начальных запасов нефти останутся неизвлеченными. Еще в более широком диапазоне, 0,10 – 0,60, изменяются КИН по отдельным разрабатываемым месторождениям Западной Сибири [3].

Таким образом, из выше сказанного видно, что вопрос увеличения КИН на уже разрабатываемых месторождениях приобретает актуальное значение. Одним из методов увеличения нефтеотдачи является термохимическая технология БС. В данной работе будет рассмотрен метод увеличения нефтеотдачи, основанный на решении проблемы извлечения остаточных запасов с помощью термохимической технологии бинарных смесей. Бинарные смеси – это водные растворы селитр (аммиачной или органической) и инициаторов реакции их разложения (гидридов металлов или нитрита натрия) (Aleksandrov, Koller, 2008; Мержанов и др., 2010). Водные растворы реагентов БС закачивают в скважину по разным каналам. Они вступают в контакт в призабойной зоне пласта (ПЗП) и реагируют, выделяя тепло и газ, уходящие в пласт под давлением, создаваемым реакцией. На рисунке 1 представлена схема закачки реагентов в скважину [4].

До 2011 года процесс закачки в скважины бинарных смесей, производили в неуправляемом режиме, и органы Ростехнадзора запрещали закачивать большое количество смесей, поэтому приходилось использовать БС в малых дозах, если быть точнее, не более одной тонны взрывоопасной селитры. В 2010 году была разработана и испытана система непрерывного контроля, а также оптимизация реакции БС в скважинах, и получено разрешение от Ростехнадзора на закачку селитры в неограниченных количествах. Система регулируемой закачки селитры и инициатора разложения, можно рассматривать как процесс, в ходе которого селитра превращается в газ и тепло по реакции: $\text{NH}_4\text{NO}_3 \rightarrow \text{N}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 0.5\text{O}_2 + Q_1$. Данная реакция разогревает пласт и создает условия для газлифта, работающего за счет энергии окисления нефти кислородом, который выделился в реакции разложения селитры.

По результатам опытно-промышленных испытаний (ОПИ) бинарных смесей, проводимых на Усинском месторождении (ООО “Лукойл-Коми”) в скважинах №1242 и №3003. Дебиты в 2012 году увеличились в среднем на 4,95 и 8,44 тонн в сутки, соответственно, а масса дополнительной нефти в 2012 году составила 2400 тонн. Анализируя данные, можно судить о положительном эффекте применения технологии БС (таблица 2) [5].

Далее проводился ещё ряд испытаний в конце 2011 года, начале 2012 года на том же месторождении, но уже на других скважинах. В 2012 году с помощью этих скважин было получено 13 232 тонны дополнительной нефти, что в среднем составляет 2646 тонн на скважину.

Огласка технологии БС в интернете привела к переговорам с зарубежными фирмами. Таким образом, после обработки скважин №8 и №10 на месторождении Eastland в штате Техас, США, которые были остановлены в 1994 году как полностью выработанные, в результате обработки, дали фонтан на скважине №8: нефть – около 30%, вода – около 70 % и в скважине №10: нефть – около 10 %, вода – около 90 %.

Таблица 2
Результаты опытно-промышленных испытаний технологии БС на скважинах №1242 и №3003 Усинского месторождения

№ скв.	Марка насоса	Месяц	Дата пуска	Базовый дебит	Кол-во суток	Средний дебит, т/сут	Доп. Добыча нефти, т	Удельный дебит, т/сут	План. уд. дебит
1242	ЭВНТ – 25 - 1500	Ноябрь 2011	09.11.2011	0	22.00	5.82	128.00		
		Декабрь 2011			30.83	5.50	169.57		
		Январь 2012			31.00	4.63	143.00		
		Февраль 2012			29.00	4.94	143.26		
		Март 2012			31.00	3.98	123.38		
		Итого			143.83		707.73	4.92	8,5
3003	ЭВНТ – 25 - 1500	Январь 2012	04.01.2012	1.93 т/с	28.00	10.6	242.9		
		Февраль 2012			23.00	10.6	199.6		
		Март 2012			30.75	9.98	247.6		
		Итого			81.75		690.10	8.44	6.5

Также анализируя рентабельность данного метода, необходимо отметить, что ценность данной технологии определяется рыночной конкуренцией, и до 2012 года БС уступала только таким методам увеличения нефтеотдачи, как гидравлический разрыв пласта и паротепловая технология SAGD. В 2012 – 2014 годах, технология БС, обеспечив добычу нефти себестоимостью 10 – 35 долларов за баррель опередила по рентабельности обе ведущие технологии Запада [5].

За счет малой стоимости компонентов бинарных смесей и высокой рыночной стоимости нефти, с учетом курса доллара, равному 67.17 рублей (Таблица 3), а также за счет того, что нет необходимости бурить новые скважины и нести дополнительные потери времени и денежных средств, данный метод, по мнению автора, пригоден для широкого применения на территории Западной Сибири.

Таблица 3

Экономические показатели применимости бинарных смесей

Аммиачная селитра, руб/т.	Нитрит натрия, руб/т	Рыночная стоимость нефти марки Urals, руб/бар.
9700	77000	4664,29

Вывод: Анализируя эффективность применения технологии БС на Усинском месторождении, характеризующимся высокой вязкостью нефти, как и большинство месторождений Западной Сибири, а также относительно схожим геологическим строением, и опираясь на зарубежный опыт, показывающий эффективность применения БС после длительного простаивания скважин, учитывая экономическую составляющую данной технологии, можно сделать вывод о том, что применение данной технологии на месторождениях Западной Сибири будет оправдывать экономические и технологические показатели.

Литература

1. Лисовский Н.Н. О классификации трудноизвлекаемых запасов / Н.Н. Лисовский, Э.М. Халимов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33–35.
2. Зимин А.С., Соснин А.В. Моделирование процессов тепло- и газовыделения при разложении бинарных систем в технологии добычи нефти и газа // Вестник технологического университета – 2016. Т.19. №19.
3. Касимов А.С. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Новые технологии нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием конференции. Т.2. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – с. 214 – 215.
4. Инновационные российские технологии: от метрологии к увеличению нефтеотдачи. Журнал «Нефтяное хозяйство», № 3, март 2016 г.
5. Александров Е.Н., Кузнецов Н.М., Козлов С.Н., Серкин Ю.Г., Низова Е.Е. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей. Георесурсы. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 154 – 159.

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ

Д.Д. Кундич, Д.В. Казак

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Продуктивные пласты многих нефтяных месторождений сложены слабосцементированными песчаниками. Данное обстоятельство усложняет процесс разработки из-за возникновения на забое и призабойной зоне скважин песчаных пробок, что ведет к быстрому износу скважинного оборудования и сепараторов. Также это приводит к изменению фильтрационно-емкостных параметров разрабатываемых пластов из-за массопереноса мелких механических частиц. Это может привести как к увеличению эффективной проницаемости и пористости коллекторов, так и их снижению из-за массопереноса механических частиц к призабойной зоне скважины, с последующим снижением депрессии [2].

На основании решения Дьячкова [1], дебит скважины, осложненной песчаной пробкой, равен:

$$Q_{\pi} = \frac{2\pi K_2 h (P_k - P_c)}{\mu b h \ln \frac{R_k}{r_c}} \text{th}(bh), \quad (1)$$

где $b = \frac{2K_2}{r_c^2 \ln \frac{R_k}{r_c}}$ радиус скважины; P_k - давление на контуре; P_c – забойное давление; μ - вязкость нефти. Расчет дебита совершенной скважины можно произвести по формуле Дюпюи [2]:

$$Q_o = \frac{2\pi K_2 h (P_k - P_c)}{\mu b h \ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (2)$$

Исходя из (1) и (2), находим

$$\frac{Q_{\pi}}{Q_o} = \frac{\text{th}(bh)}{bh}. \quad (3)$$

Для месторождения X при $r_c = 0,1$ м, $R_k = 200$ м, $h = 10$ м, получаем $b = 5,13\sqrt{\delta}$, ($\delta = \frac{K_2}{K_1}$). В таблице представлены результаты расчетов по формуле (3) для различных параметров: