

ДОБЫЧА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ И НЕИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ

Е.Н. Александров¹, Н.М. Кузнецов², С.Н. Козлов¹, Ю.Г. Серкин¹, Е.Е. Низова³

¹Институт биохимической физики им. Н.М. Эммануэля РАН, Москва, Россия

²Институт химической физики им. Н.Н. Семенова РАН, Москва, Россия

³ООО «ХИМПЛАСТ», Альметьевск, Россия

В работе рассмотрены результаты повышения нефтеотдачи пластов с помощью бинарных смесей, содержащих минеральную (аммонийную) и/или органическую (моноэтаноламиннитрат) селитры и инициаторы их разложения. Расчеты и масштабный промышленный эксперимент показывают, что ресурсосберегающая технология бинарных смесей может рассматриваться как альтернатива известной паротепловой технологии (Канада, США). Необходимым и достаточным условием успешного применения реакции бинарных смесей с целью повышения нефтеотдачи пластов является разработанная и испытанная авторами система контроля температуры и давления в зоне реакции бинарных смесей, обеспечивающая глубину превращения и КПД реакции бинарных смесей, близкие к 1.

Ключевые слова: теплота образования, селитра аммонийная, селитра органическая – моноэтаноламиннитрат, бинарные смеси, технология добычи нефти, контроль режима реакции в забое, термохимический газлифт.

DOI: 10.18599/grs.18.3.2

Для цитирования: 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. DOI: 10.18599/grs.18.3.2

Введение

На начальной стадии эксплуатации месторождений ископаемых углеводородов нефть, как правило, извлекают, используя высокое давление в пласте, превышающее давление на забое добывающих скважин. Добыча нефти по мере выработки месторождения падает синхронно с понижением пластового давления. С целью сохранения темпа добычи для повышения пластового давления (ППД) через нагнетательные скважины в пласт начинают закачивать воду под давлением. Ныне из скважин России извлекают, в среднем, около 90 % воды и 10 % нефти (Александров, Кузнецов, 2007). В недрах остается около 60 % разведанных, но «неизвлекаемых» запасов нефти (НИЗ). Масса НИЗ больше массы нефти, извлеченной из недр в течение всей истории ее добычи.

В последние годы наметилось решение проблемы извлечения НИЗ с помощью термохимической технологии бинарных смесей (БС). 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.

История

До 2011 г. закачку растворов БС в скважины производили в неуправляемом режиме, и органы Ростехнадзора разрешали использовать БС малыми дозами. Как правило, в скважину разрешали закачивать не более одной тонны взрывоопасной селитры. В реакции выделялось около тон-

ны горячего газа, который воздействовал на пласт около скважины и обеспечивал прирост извлекаемой нефти, как правило, достаточный для окупаемости операции (Александров, Кузнецов, 2007; Aleksandrov, Koller, 2008; Мержанов и др., 2010; Александров и др., 2012; 2013).

При выполнении проекта МНТЦ № 985 ИБХФ РАН провёл НИР и НИОКР в лаборатории и на полигоне (Черноголовка, Московская область). Были разработаны рабочие рецептуры на основе аммиачной и органической селитры (моноэтаноламиннитрата) и проведены их испытания на скв. № 21 Разумовского месторождения Саратовской области (Александров, Кузнецов, 2007). Эти рецептуры затем были успешно применены на промыслах Пермского края и Республики Коми (Усинское месторождение) (Александров и др. 2012; Александров, Кузнецов, 2007; Мержанов и др., 2010; Aleksandrov, Koller, 2008).

Количество тепла, вводимого в пласт по технологии БС при закачке в скважину одной тонны селитры, на три порядка меньше, чем количество тепла, вводимое в пласт в очередном цикле закачки пара по канадской паротепловой технологии. Поэтому технология БС (ТБС) образца 2001 г. (проект МНТЦ №985) не выглядела способной конкурировать с ведущей тепловой технологией Мира SAGD (Мержанов и др., 2010).

В 2010 году в ИБХФ РАН была разработана и испытана система непрерывного контроля и оптимизации реакции БС в скважинах, и получено разрешение органов Ростехнадзора № 25-ИД-19542-2010 на закачку в недра селитры без ограничения её массы. На нефтепромыслах была применена 2-х уровневая система взрывобезопасного разложения десятков тонн аммиачной селитры, закачанной в скважину (Александров и др. 2012).

Систему регулируемой закачки селитры и инициатора её разложения в скважину можно рассматривать как термохимический газогенератор (ТГ), при работе которого вся закачиваемая в пласт селитра превращается в газ и тепло по реакции: $NH_4NO_3 \rightarrow N_2 + 2H_2O + 0,5O_2 + Q_1$.

Реакция разогревает пласт и создаёт условия для газлифта, который работает, в основном, за счёт энергии окисления нефти кислородом, выделившимся в реакции разложения селитры. Газированная нефть после повышения давления и открытия вентилей на устье скважин, как правило, фонтанирует.

ТГ это двигатель нового (скважинного) типа – двигатель внутрислоевого сгорания нефти. ТГ, как показал опыт, может обеспечить откачку горячего флюида из скважины при температуре, значительно превышающей предельную для работы промысловых механических насосов.

В ноябре 2011 г. выполнены опытно-промышленные испытания (ОПИ) технологии бинарных смесей (руководитель Е.Н. Александров). В скважины №1242 и № 3003 Усинского месторождения (ООО «Лукойл-Коми») закачали водные растворы, содержавшие 20 тонн аммонийной селитры и 9 тонн нитрита натрия.

В 2012 г. дебит этих скважин увеличился, в среднем, на 4.95 и 8.44 т/сутки, соответственно (Табл. 1). Масса дополнительной нефти в 2012 г., составила 3400 тонн, в среднем 1,7 тыс. тонн на скважину. В конце 2011 г начале 2012 года

на Усинском месторождении с помощью БС были обработаны также скважины №№ 6010, 600, 1283, 7169, 8198 (руководители работ: Е.Н. Александров, В.Б. Заволжский). В 2012 г. с помощью БС из этих скважин было получено 13 232 тонн дополнительной нефти, в среднем 2646 тонн на скважину (Табл. 2).

Таким образом:

- создана и в 2011-2012 гг. и испытана система регулируемой взрывобезопасной закачки на семи скважинах Усинского месторождения.
- было показано, что система функционирует – эффективно и технически и экономически, обеспечивая соотношение доход/расходы не ниже 5;
- реклама возможностей технологии БС в интернете привела к переговорам с зарубежными фирмами и к предложению от фирмы ViscosEnergy Ltd. провести ОПИ ТБС в США.

Технология БС в развитии и конкуренции с ведущими технологиями Мира

В июне 2013 г. продуктами реакции БС были обработаны нерентабельные скважины № 8 и № 10 на месторождении Eastland в штате Техас, США (руководитель работ Е.Н. Александров) (Александров и др., 2012). Это месторождение было оставлено промысловиками в 1994 г как полностью выработанное. Перед обработкой из скважин № 8 и

№ скв.	Марка насоса	Месяц	Дата пуска	Базовый дебит	Кол-во суток	Средн. дебит, т/сут	Доп. добыча нефти, т	Уд. дебит, т/сут	План. уд. дебит
1242	ЭВНТ-25-1500	Ноябрь 2011	09.11.2011	0	22.00	5.82	128.00		1
		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	242.90		
		Февраль 2012			23.00	10.60	199.60		
		Март 2012			30.75	9.98	247.60		
		Итого					81.75		

Табл. 1. Результаты опытно-промышленных испытаний технологии БС на скважинах № 1242 и № 3003 Усинского месторождения в ноябре 2011 г.

Анализ эффективности ОПР ООО "НТРС-Коми" по закачке КНОС при ПЦО на пермокарбонатной залежи Усинского месторождения в 2012г.

№ темы Программы ОПР	Наименование технологии	Номер скважины	Эксп. объект	Даты выполнения мероприятий Программы ОПР		Дата запуска скважин после ОПР	Режим работы до мероприятия****			Режим работы после мероприятия			Текущий режим ****			Затраты, тыс.р.		Прирост Qн, т/сут	Доп. добыча, тыс.т.	Дни работы после мероприятия	Краткая оценка результатов ОПР **	Комментарий ***
				Факт начало	Факт окончание		Qж, т/сут	Qн, т/сут	%	Qж, т/сут	Qн, т/сут	%	Qж, т/сут	Qн, т/сут	%	План	Факт					
ОПР 2012 г	ОВП закачки кремнийорганических соединений при ПЦО	6010	Р-С	15.05.2012	16.05.2012	27.05.2012	22,9	3,6	84,4	20	6,8	67	17,5	12	33	780	780	10,2	5,566	547	эффективно	
		600	Р-С	03.05.2012	04.05.2012	12.05.2012	-	-	-	21	5,9	70	21	5	76	780	780	5,0	1,05	81	эффективно	б/д скважина
		1283	Р-С	12.05.2012	15.05.2012	17.05.2012	9	4,5	50	25	13	46	22	13	42	780	780	9,6	2,16	225	эффективно	
		7169	Р-С	12.12.2012	12.12.2012	14.01.2012	49,4	5,6	88,6	62	15	76	21,7	1,3	94	780	780	8,4	1,644	194,9	эффективно	Эффект до августа 2013г.
		8198	Р-С	25.12.2011	04.01.2012	10.02.2012	49,2	0,8	98,3	41	13	68	22,6	6,1	73	780	780	9,1	2,812	307,7	эффективно	

Итого

9,8 13,232 1356

Табл. 2. Результаты обработки пяти скважин на Усинском месторождении в конце 2011 г. – начале 2012 г. (Руководители работ: Е.Н. Александров, В.Б. Заволжский).

№ 10 в течение недели (1-8 июня 2013 г.) откачивали пластовой флюид, состоящий из воды (99,99 %) с пленкой нефти (0,01%). До закачки реагентов статический уровень поверхности воды в скважине № 8 был зафиксирован на глубине 210 м.

Вечером 9го июня 2013 г в скважины № 8 и № 10 закачали 55 тонн водных растворов аммонийной селитры и нитрита натрия. В соответствии с планом работ половина реагентов прореагировали в скважине, выделив около 25 тонн газа, нагретого, среднем до 300 °С, который ушел в прилегающий пласт под давлением, созданным реакцией. Вторую половину БС, прекратив реакцию БС в скважине, закачали в нагретый пласт. В пласте медленная реакция разложения селитры продолжалась более 3-х суток (Рис. 1, график изменения давления в скв. № 8 в течение 09-12 июня 2013 г., табл. 3). При этом давление на устье скважины № 8 возросло до 15 атмосфер. Учитывая, что уровень жидкости в скважине повысился на 210 метров за счет прироста давления на 21 атм, суммарный прирост давления за счет реакции разложения селитры, в основном, в пласте составил 36 атмосфер.

После прекращения роста давления на устье открыли вентили. На рисунке 2 показана фотография фонтана из скв. № 8. Скважина № 8, выбранная в центре месторождения дала флюид: нефть – около 30% , вода – около 70%. Скважина № 10, выбранная на краю месторождения, дала флюид: нефть – около 10% , вода – около 90%.

Фирма-заказчик работ в США ViscosEnergy Ltd. разместила и интернете рекламу под заголовком «Comparison of technologies» об успешном возрождении добычи нефти на брошенном месторождении Eastland с помощью (revolutionary) технологии БС. В рекламе было написано: «Scientists based in Russia have developed and tested a technology of output stimulation

by heat from reactions of binary mixtures (BM)».

ViscosEnergy Ltd. представила результаты стимулирования продуктами реакции БС добычи нефти из скважин № 8 и № 10 месторождения Eastland (штат Техас, США) (Табл. 3). Эти результаты в рекламе сравниваются с результатами стимулирования добычи нефти ведущими технологиями Запада – технологией гидравлического разрыва пласта (ГРП, США) и паротепловой технологией (SAGD, Канада).

Из второй строки таблицы 3 следует, что технология БС в отличие от западных технологий, обходит недра намного меньше (т.е. незначительно). В третьей строке таблицы указан потенциал технологий как их способность выгодно извлечения максимальной доли разведанных запасов:

- SAGD – 30%;
- ГРП – 35%;
- БС – не менее 50%.

В восьмой строке таблицы 3 указана себестоимость барреля извлеченной из недр нефти: SAGD – (50-60)&/BBL; ГРП – (40-60)&/BBL; БС – (10-35)&/BBL. Технология БС, ценность которой определяется рыночной конкуренцией, до 2012 года, занимала третье место в Мире и уступала технологии гидроразрыва пласта (США) и паротепловой технологии SAGD (Канада). В 2012-2014 гг. технология БС, обеспечив добычу нефти себестоимостью (10-35)&/BBL опередила по рентабельности обе ведущие технологии Запада.

Следует подчеркнуть, что опубликованная в рекламе себестоимость барреля нефти, извлеченной из недр действующих рентабельных месторождений с помощью SAGD – (50-60)&/BBL и ГРП – (40-60)&/BBL, сопоставляется с себестоимостью нефти, (10-35)&/BBL, извлеченной из недр с помощью БС на нерентабельном месторождении, оставленном без охраны 19 лет назад.

Criteria	SAGD	Hydrofractures	Binary mixture
Principle	Heats the formation with steam to lower viscosity	Pascal's Law: Cold liquids requiring strong pumps fracture formation	Heats the formation to lower oil viscosity. Uses reactions to increase energy and gas lifting
Damage to well	Rapid water-logging	Rapid water-logging	No irrigation or any other damage
Production over time	non-economical after appx. 30% of oil is extracted	non-economical after appx. 35% of oil is extracted	Can extract 50-80% of all oil from the well over its lifetime
Energy loss	+/- 25% to heat water and to transfer it to well	strong pumps (>10.000 HP), proppants	Negligible loss
Depth limits	800-1000m (more, if costly thermo-insulated tubing is used)	Depends on well construction and strength of pumps available	Unclear; deepest wells at 15,000 ft
Temperature reached	250°C	N/A	From 100-500°C, fully regulated
Investment	Large upfront investment	Moderate	Moderate
Production costs	\$50-60/BBL	\$40-60/BBL	\$10-35/BBL depending on geological/market conditions
Environment-friendliness	Water pollution and exhaust gases in atmosphere	High water consumption	Limited; by-products are nitrogen, water, and CO2. All other solid materials (if indeed any) remain down in the well.
Repeatability	Increasing water content lowers economical effect	Repeated stimulation has lesser effect	Can be repeated many times or can run permanently

Табл. 3. Результаты обработки скважин № 8 и № 10 на месторождении Eastland, США (руководитель работ Е.Н. Александров).

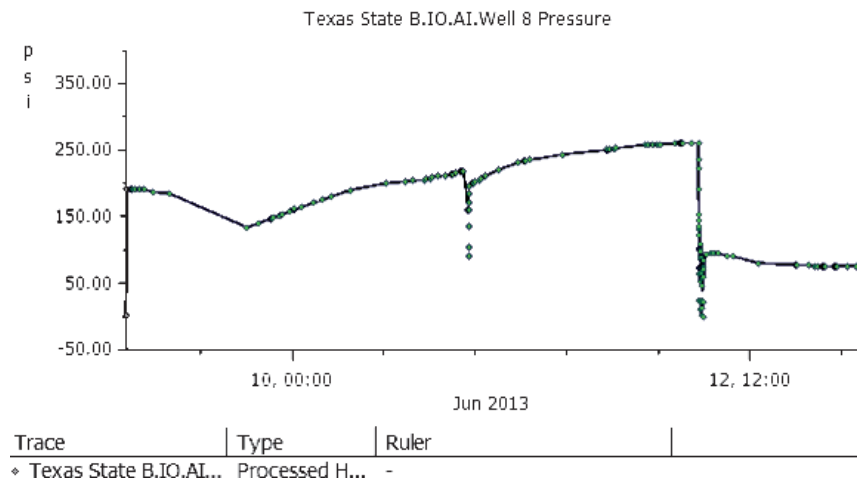


Рис. 1. График изменения давления в скв. № 8 в течение 9-12 июня 2013 г. при закрытом вентиле на устье в течение 3-х с четвертью суток после окончания закачки БС в скважину и в пласт.

Современная технология БС, разрабатываемая авторами с 1997 г. отличается от других технологий оптимизацией тепловыделения в процессе закачки, что обеспечивает высокий КПД реакции, близкий к 1. С помощью БС удалось «нащупать» реальную возможность полного удаления скин-слоя вокруг десятков тысяч ныне нерентабельных скважин России, который накопился в течение нескольких десятилетий их не ресурсосберегающей эксплуатации. Этот слой, видимо, является основной причиной «недобора» из недр России 60% разведанных запасов нефти. Скин-слой состоит из частиц тяжелой вязкой нефти, более охотно сорбируемых стенками пор и трещин, чем легкая нефть. Сорбции весьма способствует охлаждение флюида в процессе его выхода из пласта в скважину (эффект Джоуля-Томсона).

Перспективы технологии БС

Из ряда перспективных «ответвлений» ТБС рассмотрим, например, возможность применения бинарных смесей на скважинах канадского тандема скважин (Рис. 3). Замену в тандеме скважин пара на растворы БС планируется произвести следующим образом.

Растворы БС нужно закачивать в нижний горизонтальный ствол, в котором легко организовать непрерывную реакцию БС, подаваемых в скважину с помощью маломощных насосов установки ЦА-320. Мощность реакции БС, вырабатывающей в скважине горячий газ при температуре около 300 °С, должна превысить мощность насосов ГРП (10 тыс. л. с.). Таким образом в течение нескольких часов можно организовать режим напорного дренажа горячих газов из нижнего горизонтального ствола в верхний горизонтальный ствол тандема, в котором будут созданы условия для непрерывного создания и функционирования термохимического газлифта (ТГ). ТГ способен обеспечить непрерывную доставку на поверхность горячего флюида, содержащего смесь воды и нефти при температуре, близкой к 100°С. В результате замены режима добычи SAGD на режим БС можно ожидать увеличения скорости добычи тяжелой вязкой нефти на порядок. В случае успеха понижение себестоимости добычи системы SAGD будет обеспечено сокращением практи-

Рис. 2. Фотография фонтана смеси (вода – 70%, нефть – 30%) из скважины № 8.



чески до нуля расходов на создание парогенераторных заводов. (Закачка БС в России обычно производится «с колес» установками ЦА-320, применяемыми для цементажа, и всегда имеющимися «под рукой» на промыслах). Ускорение добычи ожидается также за счет устранения периодов закачки пара, в течение которой добыча в системе SAGD не ведется. Таким образом появилась возмож-

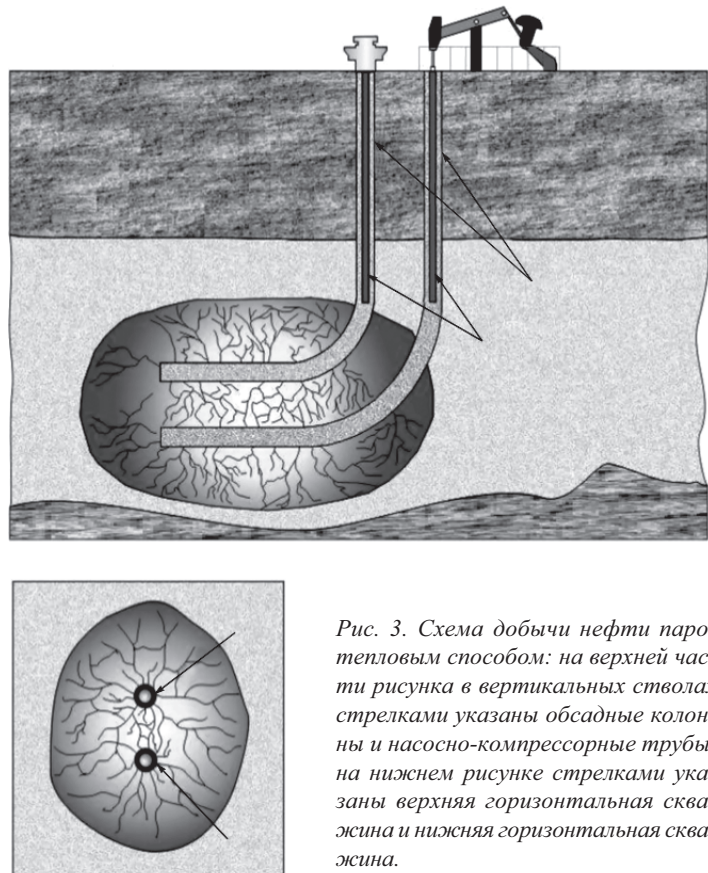


Рис. 3. Схема добычи нефти паротепловым способом: на верхней части рисунка в вертикальных стволах стрелками указаны обсадные колонны и насосно-компрессорные трубы, на нижнем рисунке стрелками указаны верхняя горизонтальная скважина и нижняя горизонтальная скважина.

ность использовать достоинства парового тандема, не применяемого глубже 1 км из-за потерь тепла паром на пути к ПЗП, также в скважинах с горизонтальными стволами на любых глубинах. Учитывая планируемую нами непрерывность процесса, в котором мощность ТГ на порядок превысит мощность механических насосов, следует ожидать радикальной интенсификации добычи как тяжелой, так и более легкой нефти.

В процессе ОПИ ТБС на Усинском месторождении была обнаружена ранее неизвестная тепловая волна разложения селитры (ТВРС) в пласте, инициированная теплом нагретой части пласта с помощью реакции БС в скважине. волна тепла двигалась от скважины в пласт практически до полного разложения закачанной в пласт селитры. Эта волна отображена на графике изменения давления в скв. № 8 (месторождение Eastland) в течение 09-12 июня 2013 г. по нарастанию давления в начале реакции разложения селитры при закрытом вентиле на устье (Рис. 1, понижение давления вечером 10 го июня возникло из-за кратковременного нарушения герметичности устья скважины, причину которой удалось оперативно ликвидировать). Следует подчеркнуть, что в силу полной взрывобезопасности нагрева пласта с помощью разложения любых масс селитры в пласте, отдающей основную часть тепла породе пласта, использование указанной тепловой волны, становится основным направлением применения БС к масштабному стимулированию добычи нефти (Расчет движения ТВРС в работе (Кузнецов, 2016)).

Технология бинарных смесей как альтернатива технологии SAGD

Мы считаем, что в перспективе технология БС должна прийти на смену технологии SAGD. Мы полагаем, что (по крайней мере, на начальном этапе) в технологии БС можно использовать тандем скважин, характерный для технологии SAGD.

В процессе реакции в пласте около скважины создается зона повышенного давления, в которой выделяется газ. Движение пластового флюида по порам и трещинам под напором газа мы называем напорным дренажем (НД). В отличие от гравитационного дренажа паротепловой технологии, напорный дренаж, поддерживаемый энергией реакции БС, – процесс, управляемый по интенсивности и направлению. Кроме эффекта НД при реакции БС в скважине и в пласте, газ, выделившийся в реакции, растворяется в пластовом флюиде, делая его менее вязким и более легким. Движение насыщенного газом флюида вверх по стволу скважины называют газлифтом. Искусственный газлифт, поддержанный энергией реакции БС, был обнаружен на скважине № 169 Курбатовского месторождения (Пермский край) (Александров, Кузнецов, 2007).

Заключение

Факт восстановления с помощью реакции БС в 2013 г. промышленной добычи нефти на месторождении Eastland (США), которая в течение 1994-2013 г. считалась неизвлекаемой, можно расценивать как возможность поворота от более чем векового накопления в недрах неизвлекаемых запасов нефти к их рентабельной добыче. В недрах находятся углеводороды, масса которых в разы пре-

вышает запасы на месторождениях, разрабатываемых ныне. Обнаружение возможности извлечения «нерентабельных» запасов нефти равнозначно открытию нового крупнейшего месторождения почти без затрат на геологические поиски и разведку. Этот результат не имеет аналогов в известной литературе.

Как видно из восьмой строки таблицы 3, ведущие технологии Запада SAGD и ГПП, применяемые ныне только на действующих, т.е. рентабельных месторождениях по рентабельности добычи уступили первенство технологии БС, примененной на брошенном нерентабельном месторождении. Этот результат также не имеет аналогов в известной литературе.

Возрождение добычи нефти с использованием технологии БС на ныне нерентабельных месторождениях – это новое направление промысловой термохимии, которое может обеспечить улучшение перспектив экономики России как великой добывающей энергетической державы.

Выводы

1. Разработана и освоена техника термохимического стимулирования добычи нефти с помощью новых технологических элементов:

- системы регулируемого безопасного прогрева нефтяных пластов в диапазоне температур 200-700°C;
- термохимического газлифта, применяемого для откачки пластового флюида, при высоких температурах.

2. При идентичности режимов добычи на Усинском и Техасском месторождениях испытания технологии в США окупались в течение 2-х месяцев.

3. Возрождение добычи нефти на выработанных месторождениях следует считать новым перспективным направлением промысловой термохимии.

Литература

Александров Е.Н., Александров .П.Е. Кузнецов Н.М, Лунин В.В., Леменовский Д.А., Рафиков Р.С., Чертенков М.В., Ширяев П.А., Петров А.Л., Лиджи-Горяев В.Ю. *Нефтехимия*. 2013. Т. 53. № 4. С. 312-320.

Александров Е.Н., Кузнецов Н.М. Масштабный нагрев продуктивного пласта и оптимизация добычи нефти. *НТЖ Каротажник*. 2007. № 4. С. 113-127.

Александров Е.Н., Варфоломеев С.Д., Лиджи-Горяев В.Ю., Петров А.Л. Стимулирование добычи нефти продуктами реакций бинарных смесей (БС) как альтернатива технологиям, обводняющим нефтяной пласт. *Точка опоры*. 2012. № 158, ноябрь. С. 14-15.

Кузнецов Н.М. К стимулированию нефтедобычи на основе бинарных смесей. *Горение и взрыв*. 2016. Т. 9. № 2. С. 111-119.

Мержанов А.Г., Лунин В.В., Леменовский Д.А., Александров Е.Н., Петров А.Л., Лиджи-Горяев В.Ю. Высокотемпературное стимулирование добычи нефти. *Наука и технологии в промышленности*. 2010. Т. 2. С. 1-6.

Aleksandrov E., Koller Z. Technology of oil and bitumen output stimulation by heat from reactions of binary mixtures (BM). TCTM limited. 2008. 76 p.

Сведения об авторах

Евгений Николаевич Александров – доктор хим. наук, Заведующий Лабораторией газового анализа и экотоксикологии, Институт биохимической физики им. Н.М. Эммануэля РАН

Россия, 119334, Москва, ул. Косыгина, 4
Тел: +7 495 939-73-18, e-mail: 28en1937@mail.ru

Николай Михайлович Кузнецов – доктор физ.-мат. наук, профессор, главный научный сотрудник, Институт химической физики им. академика Н.Н. Семенова
Россия, 119334, Москва, ул. Косыгина, 4
Тел: +7 495 939-72-87, e-mail: N-M-kuznetsov@yandex.ru

Сергей Николаевич Козлов – кандидат физ.-мат. наук, ст. научный сотрудник, Институт биохимической физики им. Н.М. Эммануэля РАН
Россия, 119334, Москва, ул. Косыгина, 4
Тел: +7-495-939-73-18, e-mail: kozlovse@yandex.ru

Юрий Георгиевич Серкин – инженер-исследователь, Институт биохимической физики им. Н.М. Эммануэля РАН
Россия, 119334, Москва, ул. Косыгина, 4
Тел: +7 495 939-73-18, e-mail: SU1949@yandex.ru

Евгения Евгеньевна Низова – заместитель директора по общим вопросам, ООО «ХИМПЛАСТ»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Базовая, 4

Статья поступила в редакцию 06.07.2016

Production of Hard-to-recover and Non-recoverable Oil Reserves by means of Binary Mixtures Technology

E.N. Aleksandrov¹, N.M. Kuznetsov², S.N. Kozlov¹, Yu.G. Serkin¹, E.E. Nizova³

¹Emmanuel Institute of Biochemical Physics, Russian Academy of Sciences, Moscow

²Semenov Institute of Chemical Physics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

³KhIMPLAST Ltd., Al'met'evsk, Russia

Abstract. The paper discusses the results of the enhanced oil recovery by means of binary mixtures containing mineral (ammonium) and/or organic (mono-ethanolamine) nitrate and initiators of their decomposition. Calculations and large-scale field experiment show that resource-saving technology of binary mixtures can be considered as an alternative to the well-known thermal steam technology (Canada, USA). Designed and tested by the authors monitoring system of temperature and pressure in the reaction zone of the well, which provides conversion depth and efficiency coefficient of binary mixtures reaction that are close to 1 is a necessary and sufficient condition for the successful application of this method for the purpose of enhanced oil recovery.

Keywords: heat of formation, ammonium nitrate, organic nitrate – mono-ethanolamine, binary mixtures, oil production technology, reaction control mode at the bottomhole, thermochemical gas lift.

References

- Aleksandrov E.N., Aleksandrov P.E. Kuznetsov N.M., Lunin V.V., Lemenovskiy D.A., Rafikov R.S., Chertenkov M.V., Shiryayev P.A., Petrov A.L., Lidzhi-Goryaev V.Yu. *Neftekhimiya = Oil chemistry*. 2013. V. 53. No. 4. Pp. 312-320. (In Russ.)
- Aleksandrov E., Koller Z. Technology of oil and bitumen output stimulation by heat from reactions of binary mixtures (BM). TCTM limited. 2008. 76 p.
- Aleksandrov E.N., Kuznetsov N.M. Masshtabny nagrev produktivnogo plasta i optimizatsiya dobychi nefiti [Broad-scale heat of productive deposit and optimization of oil production]. *Karotazhnik = Well Logger*. 2007. No. 4. Pp. 113-127. (In Russ.)
- Aleksandrov E.N., Varfolomeev S.D., Lidzhi-Goryaev V.Yu., Petrov A.L. Stimulirovanie dobychi nefiti produktami reaktsiy binarnykh smesey (BS) kak al'ternativa tekhnologiyam, obvodnyayuschim neftyanoy plast [Stimulation of oil production by reaction products of binary mixtures as an alternative to deposit inundation technologies]. *Tochka opory = Reference point*. 2012. No. 158, November. Pp. 14-15. (In Russ.)
- Kuznetsov N.M. K stimulirovaniyu neftedobychi na osnove binarnykh smesey [Stimulation of oil production based on binary mixtures]. *Gorenie i vzryv = Combustion and explosion*. 2016. V. 9. No. 2. Pp. 111-119. (In Russ.)

Merzhanov A.G., Lunin V.V., Lemenovskiy D.A., Aleksandrov E.N., Petrov A.L., Lidzhi-Goryaev V.Yu. Vysokotemperaturnoe stimulirovanie dobychi nefiti [High-temperature stimulation of oil production]. *Nauka i tekhnologii v promyshlennosti = Science in technology and industry*. 2010. V. 2. Pp. 1-6. (In Russ.)

For citation: Aleksandrov E.N., Kuznetsov N.M., Kozlov S.N., Serkin Yu.G., Nizova E.E. Production of Hard-to-recover and Non-recoverable Oil Reserves by means of Binary Mixtures Technology. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 3. Part 1. Pp. 154-159. DOI: 10.18599/grs.18.3.2

Information about authors

Evgeniy N. Aleksandrov – Doctor of Science (Chem.), Head of the Laboratory of Gas Analysis and Ecotoxicimetry, Emmanuel Institute of Biochemical Physics, Russian Academy of Sciences

Russia, 119334, Moscow, Kosygina str., 4
Phone: +7 495 939-73-18, e-mail: 28en1937@mail.ru

Nikolay M. Kuznetsov – Doctor of Science (Phys. and Math.), Professor, Chief Researcher, Semenov Institute of Chemical Physics, Russian Academy of Sciences

Russia, 119334, Moscow, Kosygina str., 4
Phone: +7 495 939-72-87, e-mail: N-M-kuznetsov@yandex.ru

Sergey N. Kozlov – PhD (Phys. and Math.), Senior Researcher, Emmanuel Institute of Biochemical Physics, Russian Academy of Sciences

Russia, 119334, Moscow, Kosygina str., 4
Phone: +7-495-939-73-18, e-mail: kozlovse@yandex.ru

Yuriy G. Serkin – Engineer, Emmanuel Institute of Biochemical Physics, Russian Academy of Sciences. Russia, 119334, Moscow, Kosygina str., 4

Phone: +7 495 939-73-18, e-mail: SU1949@yandex.ru

Evgeniya E. Nizova – Deputy Director, KhIMPLAST Ltd. Russia, 423450, Al'met'evsk, Bazovaya str., 4

Manuscript received July 6, 2016