

**ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ
ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ
ЗАЛЕЖАХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА**

А.О. Чекан, Н.А. Демяненко
(БелНИПИнефть)

ПАВ-полимерное заводнение относится к группе химических методов увеличения нефтеотдачи (ХМУН) пластов. Для увеличения нефтеотдачи в пласт закачиваются различные химические реагенты: полимеры, поверхностно-активные вещества (ПАВ), щелочи и т.д.

ПАВ-полимерное заводнение направлено на снижение действия капиллярных сил и выравнивание коэффициентов подвижности закачиваемой жидкости и нефти. Такой метод увеличения нефтеотдачи имеет большой потенциал на зрелых месторождениях [1, 2].

По данным международного энергетического агентства (IEA) [3] промышленное применение ХМУН началось в 1970-е гг. Пик активности изучения и применения методов пришелся на 1980-е гг. (рисунок 1), основное количество мероприятий проводилось в США и Канаде. С 1990 г. наблюдалось снижение количества реализуемых проектов. С 1996 г. активное развитие химических МУН началось в Китае. По данным [4], в 2016 г. до 10 % годовой добычи нефти Китая добывалось благодаря применению ХМУН. С использованием химических методов увеличения нефтеотдачи разрабатываются такие крупные месторождения как Дацин, Шенли и Бохай [4]. Также известны проекты в странах Северной и Латинской Америки, Азии, Европе и др.

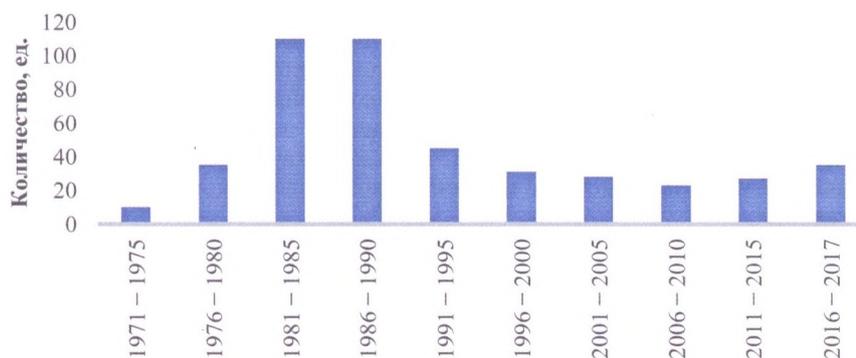


Рисунок 1. – Количество месторождений, на которых реализовывались химические МУН в период 1971-2017 гг. [3]

На данный момент в мире проекты с применением ХМУН реализовывались на 35 месторождениях. Метод ПАВ-полимерного заводнения использовался на трех (по данным [4] на восьми проектах) китайских месторождениях (Шенли, Хенан, Синьцзян). Годовая добыча нефти за счет ПАВ-полимерного заводнения на этих месторождениях оценивается в 4,5 млн т [3].

Методы увеличения нефтеотдачи обычно применяются, когда добыча нефти с помощью природной энергии нефтяного пласта или закачки воды перестает быть эффективной. В типичном проекте увеличения нефтеотдачи закачка химикатов начинается, когда обводненность в добывающих скважинах достигает более 90 %, хотя более ранняя закачка химикатов может быть более эффективной [5].

Основной потенциал применения химических методов увеличения нефтеотдачи в Припятском прогибе принадлежит крупным месторождениям (Речицкое, Осташковичское, Южно-Осташковичское, Вишанское, Тишковское и др.), которые обеспечивают основную добычу нефти. На текущий момент их обводненность составляет порядка 70-90 %, а извлекаемые запасы выработаны на 70-90 %.

Первые работы по закачке химических реагентов на месторождениях Беларуси с целью повышения нефтеотдачи начались в конце 1970-х гг. и активно развивались до начала 1990-х гг. Проводились как лабораторные исследования, так и полевые испытания. В эти годы в основном применялись технологии, основанные на использовании ПАВ и щелочи. В связи с неблагоприятной экономической обстановкой работы в направлении заводнения с применением химических реагентов были приостановлены до начала 2000-х гг. В 2004 г. работы вновь возобновлены. На этом этапе основное внимание уделено применению технологий с применением полимеров и ПАВ.

В таблице 1 представлены данные о проведенных работах на месторождении Припятского прогиба. Опытно-промысловые работы по применению технологий, полимерного и ПАВ-полимерного заводнения показали невысокую эффективность. Наилучшие показатели дополнительной добычи отмечены по технологиям комбинированного воздействия щелочи и ПАВ на семилукско-саргаевской и задонской (VIII пачка) залежах Речицкого месторождения, а также закачки пенных систем на основе ПАВ на петриковско-задонской залежи Осташковичского месторождения.

Определение оптимальных характеристик пласта-коллектора и вмещающего его флюида, являются основой для успешного применения технологий увеличения нефтеотдачи. Пилотные испытания на зарубежных месторождениях показывают, что успех химического заводнения в различных типах резервуаров сильно различается. И геолого-физические свойства пласта-коллектора в большинстве случаев являются определяющим фактором, влияющим на эффект от химического заводнения.

Таблица 1. – Сводная таблица проведенных работ на месторождениях Припятского прогиба

Год	Технология	Месторождение (залежь)	Объем закачки химических реагентов, м ³	Кол-во скважин под нагнетанием, ед.	Химические реагенты	Дополнительная добыча нефти, т
1979	Применение пенных систем	Осташковичское (ptr-zd)	767+1100+850	3	ПАВ (ДС-РАС – 2 %, сульфонол)	6000
		Тишковское (sm цнт. б.)	1000	1	ПАВ (ДС-РАС – 2 %)	290
1984-1985	Повышение нефтеотдачи за счет капиллярной допропитки при закачке ПАВ	Вишанское (vg-sr)	10000	1	ПАВ (алкилсульфонат – 0,5 %)	4300 / нет эффекта
1985	Увеличение охвата пластов заводнением за счет внутривластового осадкообразования путем закачки щелочи	Мармовичское (zd)	4000	1	Щелочь (1 %)	нет эффекта
		Речицкое (sm-sr)	4800	1	Щелочь (0,8 %)	3160
1988	Комбинированное воздействие ПАВ и щелочи	Речицкое (el-zdIV)	35325 (499 т – NaOH, 318 т – Неонол)	2	Щелочь (NaOH – 1,5 %), Щелочь (NaOH – 1,5 %), ПАВ (Неонол – 0,6 %)	нет эффекта
		Речицкое (zdVIII)	21147 (256 т – NaOH, 115 т – Неонол)	1	Щелочь (NaOH – 1,5 %), Щелочь (NaOH – 0,25 %), ПАВ (неонол АФ9-12 – 0,8 %)	11900
2004	Полимерное заводнение	Вишанское (el-zd зап.)	6095	1	ПАА (Аккотрол S-622 – 0,07-0,14 %)	1432
2006		Вишанское (el-zd вост.)	4000	1	ПАА (DP-9 – 0,3 %)	445
2007		С-Домановичское (lb)	4000	1	ПАА (TR-1516)	170
2014	ПАВ-полимерное заводнение	Мармовичское (el-zd Vб.)	500+500	2	ПАА (FP 307 – 0,1 %), ПАВ (Aspiro S 2410 X – 0,05 %)	10

В таблице 2 представлена сводная таблица критериев, предложенных различными авторами. Можно отметить, что основные различия критериев связаны со значением минерализации и жесткости воды, пластовой температуры и проницаемости.

В качестве определяющих факторов, влияющих на эффективность применения ПАВ-полимерного заводнения, являются: литология, смачиваемость, пористость, трещиноватость, неоднородность пласта, расчлененность, проницаемость, глинистость, нефтенасыщенность, остаточные запасы, пластовая температура, плотность и вязкость нефти, минерализация и жесткость пластовой воды, система разработки залежи. Также важное значение имеют способ эксплуатации добывающих скважин, вынос механических примесей, образование эмульсий, отложение солей.

Основываясь на мировом опыте проведения заводнения с использованием химических реагентов и с учетом опыта работ с использованием ХМУН на залежах РУП «ПО «Белоруснефть», были определены критерии выбора объектов для ПАВ-полимерного заводнения для условий Припятского прогиба (таблица 3).

На большинстве нефтяных залежей Припятского прогиба в качестве пластовых вод выступают рассолы с минерализацией 300 г/л и выше, что является существенной проблемой для проведения ПАВ-полимерного заводнения. Как показали лабораторные исследования по подбору ПАВ-полимерного состава для елецко-задонской залежи Мармовичского месторождения, проведенные в 2014 г. при температуре 59°C, в растворе ПАВ и ПАА с водой с минерализацией 273 г/л происходит помутнение и расслоение смеси, что является признаком деструкции ПАВ-полимерной композиции. Таким образом, на этапе поиска ПАВ и полимеров стоит уделить особенное внимание поиску соле- и термостойких химреагентов. Возможным решением вышеуказанной проблемы может быть выбор объектов для закачки ПАВ-полимерных составов, на которых осуществляется нагнетание в пласт пресной воды.

С целью выбора и обоснования потенциальных объектов для закачки ПАВ-полимерных систем авторами было рассмотрено 269 залежей на 83 месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть». Установлено, что основными факторами, осложняющими выбор объекта для проведения ПАВ-полимерного заводнения на месторождениях Припятского прогиба, являются: низкая проницаемость пластов-коллекторов, высокая неоднородность пластов, высокая минерализация и жесткость воды, низкая плотность остаточных извлекаемых запасов. Для получения численных критериев выбора наиболее перспективных объектов было проведено ранжирование нефтяных залежей.

Каждой залежи выставлялись скрининговые баллы, позволяющие оценить возможность эффективного применения ПАВ-полимерного заводнения. Общие скрининговые баллы выводились из баллов по скользящей шкале для отдельных критериев отбора. Дополнительная добыча

Таблица 2. – Критерии скрининга геологических объектов

Параметры скрининга	S. Thomas, 2006	A. Khanifar, 2019	J.J. Taber, 1997	Al-Bahar, 2004	Aldasani, Bat 2010	Dickson, 2010	Al Hajri, 2010	Wang, 2007	Alvarado, 2010	SNF, 2012	Surguchev, 1992	B.H. Маньшин, 2002
Литология	Терриген.	Терриген./карбонат.	Терриген.					Терриген.	Терриген./карбонат.	Терриген.	Терриген.	Терриген.
Глубина, м <	2750	2440	2750		191-1615	2750					1500	
Температура, °С <	65	85	93	70	50-68	93	70	93	70	120	30	60
Проницаемость, мД >	100	20	10	50	50-60	100	50	20		50	50	30
Пористость, % >	15										10-35	
Текущая нефтенасыщенность, % >	35	30	35	35	43,5-53	45	35	35	35	20	30	40
Эффективная мощность, м >	6	3									2-25	
Глинистость, % <	5	низкая		низкая			низкая	15	низкая		5	
Неоднородность (коэффициент Дикстра-Парсона)					0,28-0,80			0,4-0,7				
Отношение проницаемости пропластков (k_{11}/k_{12}) <	да										3	
Коэффициент расчлененности, ед. <												3
Коэффициент песчаности, ед. >											0,6	0,5
Вязкость нефти, сП <	35	35	35	150	3-15,6	35	150		150		2-15	50
Плотность нефти, кг/м³ <	877	904	934		922-835	934		934		966	870	
Минерализация пластовой воды, мг/л <	20000		20000	50000		200000	50000	20000	35000	250000	150000	20000
Жесткость воды, мг/л <	500		500	1000		50000	1000		1000			
Наличие подстилающей воды	нет			нет			нет		нет		нет	
Наличие газовой шапки	нет			нет			нет		нет		нет	

оценивалась с учетом существующих процессов извлечения на месторождении, ограничивалась теоретическим увеличением на 10 %.

По результатам ранжирования установлено, что 262 залежи получили рейтинг «0», что говорит о полном несоответствии критериям выбора объектов для ПАВ-полимерного заводнения. 7 объектов получили рейтинг более «0», но менее «1», что говорит о частичном соответствии (рисунок 2). Рейтинг «1» не был получен ни одной из залежей. Основными причинами этого являются: высокая минерализация вод, низкая проницаемость пород коллекторов, высокая неоднородность пластов, низкая плотность остаточных извлекаемых запасов.

Таблица 3. – Критерии выбора объектов для ПАВ-полимерного заводнения

Критерий скрининга	Значения	Критические значения
Литология	Терригенный/ карбонатный	Терригенный/ карбонатный
Пористость, %	10-35	> 5
Коэффициент Дикстра-Парсонса, д. ед. (неоднородность)	0,4-0,7	< 0,86
Расчлененность, д. ед.	3-5	> 2
Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³ >	100	10
Глинистость, % <	5	15
Текущая нефтенасыщенность, % >	50	35
Температура, °С <	70	93
Плотность нефти, кг/м ³ <	850	934
Вязкость нефти, сП <	2-4	35
Минерализация пластовой воды, мг/дм ³ <	20000	250000
Жесткость пластовой воды, мг/дм ³ <	500	50000
Минерализация нагнетаемой воды, мг/дм ³ <	2000	200000
Жесткость нагнетаемой воды, мг/дм ³ <	500	50000
Трещиноватость	отсутствует/ мелкотрещиноватые	среднетрещиноватые
Газовая шапка	отсутствует	отсутствует
Активная законтурная область	отсутствует	слабая
Гидродинамическая связь между добывающими и нагнетательными скважинами	установлена по результатам ГДИ, индикаторных исследований	установлена по результатам ГДИ, индикаторных исследований
Целостность э/к, отсутствие заколонных перетоков	установлено по результатам ПГИ	установлено по результатам ПГИ

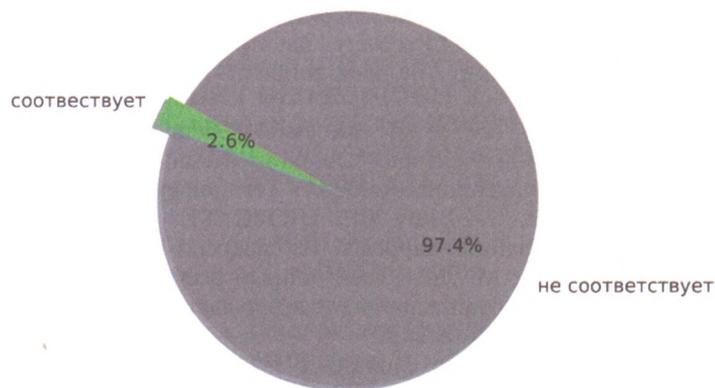


Рисунок 2. — Соответствие критериям выбора объектов для ПАВ-полимерного заводнения по залежам углеводородов месторождений ПО «Белоруснефть»

Наибольший скрининговый балл получили следующие залежи: Речицкое zd IV п., Речицкое zd VIII п., Речицкое In-st западный блок, Давыдовское ptr-zd, Ю-Осташковичское ptr-zd, Березинское ptr-el III блок, Ю-Тишковское el-zd западный блок. Далее была произведена оценка потенциально извлекаемых запасов при применении метода ПАВ-полимерного заводнения на этих залежах. В результате установлено, что дополнительно добыча нефти может составить до 280-600 тыс. т.

Выводы

1. Лидерами по разработке и внедрению химических методов увеличения нефтеотдачи являются США и Китай. Хотя некоторые проекты проходят весьма успешно, достаточно большая часть проектов не достигает проектных целей по увеличению КИН.
2. На белорусских месторождениях эксперименты по внедрению химических методов увеличения нефтеотдачи проводятся с конца 1970-х годов. Накопленный опыт подтверждает достаточно высокий потенциал их применения на нефтяных залежах Припятского прогиба.
3. Проведенный скрининг по существующим критериям выбора объектов показал, что для проведения ПАВ-полимерного заводнения подходит небольшое количество нефтяных залежей Припятского прогиба.
4. Для каждого месторождения необходим индивидуальный подбор химического коктейля в зависимости от геолого-физических свойств пласта и физико-химических свойств пластовых флюидов.
5. Ключом для расширения критериев отбора объектов является поиск и разработка новых ПАВ-полимерных композиций, которые будут соответствовать сложным пластовым условиям нефтяных залежей Припятского прогиба.

Список литературы

1. Overview of Enhanced Oil Recovery [Электронный ресурс] // Ultimate EOR. – Режим доступа: <http://ultimate-eor.com/#!/splash>. – Дата доступа: 01.06.2021.
2. Bidhendi, M.M. A Set of Successful Chemical EOR Trials in Permian Basin: Promising Field and Laboratory Results / M.M. Bidhendi, M. Kazempour // Unconventional Resources Technology Conference held in Denver, Colorado, USA, 22-24 July 2019. URTeC 881.
3. McGlade. C. Whatever happened to enhanced oil recovery? IEA / С. McGlade, G. Sondak, М. Хан [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery>. – Дата доступа: 01.06.2021.
4. Guo, H. EOR Survey in China-part 1 / H. Guo, J. Dong // SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 April 2018. SPE-190286-MS.
5. Алварado, В. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения / В. Алварado, Э. Манрик. – М. : ООО «Премииум Инжиниринг», 2011. – 236 с.