

УДК 622.276.1/4; 622.276.72

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Е.Н. Устькачкинцев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)

С.В. Мелехин

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

DETERMINATION OF THE EFFICIENCY OF WAX DEPOSITION PREVENTION METHODS

E.N. Ustkachkintcev

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskii av., Perm, 614990, Russian Federation)

S.V. Melekhin

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoi Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 03.12.2015. Принята / Accepted: 23.10.2015. Опубликована / Published: 30.03.2016

Ключевые слова:

добывающая скважина, способ эксплуатации, асфальтеносмолопарафиновые отложения, осложнения при добыче нефти, свойства пласта и флюида, ингибиторы парафиноотложений.

Ножовская группа нефтяных месторождений находится на юге Пермского края. Основными осложняющими факторами при разработке этих месторождений являются низкая проницаемость продуктивных пластов, низкие пластовые температуры, высокая обводненность скважинной продукции, высоковязкая нефть с высоким содержанием парафинов, серы и неуглеводородных компонентов. Анализ осложненного фонда скважин, составляющего 67 % действующего фонда, показывает, что основными причинами осложнений являются асфальтеносмолопарафиновые отложения (АСПО) и высоковязкие водонефтяные эмульсии, которые влекут за собой преждевременный выход из строя глубинно-насосного оборудования, снижение продуктивности скважин, сокращение межочистного и межремонтного периодов.

В статье проведен анализ охвата осложненного АСПО фонда скважин используемыми на практике технологиями, предупреждающими образование отложений. Эффективным методом предупреждения образования АСПО является дозирование ингибиторов парафиноотложений на забой скважины. Результатами исследований проб нефти и АСПО Ножовской группы месторождений установлено, что нефть является тяжелой, высоковязкой. АСПО относится к асфальтеновому типу. Оценка эффективности применения ингибиторов проводилась с использованием статистических критериев принятия решений. По результатам проведенного анализа выявлено, что эффективными ингибиторами АСПО на месторождениях Ножовской группы являются различные составы марки СНПХ. К недостаткам применяемой технологии следует отнести отсутствие универсального ингибитора АСПО для нефти Ножовской группы месторождений, высокий удельный расход ингибиторов, постоянно изменяющиеся свойства добываемой жидкости, которые требуют постоянной корректировки используемых ингибиторов.

С целью снижения затрат на ингибиторную защиту скважин от АСПО целесообразными являются подбор новых ингибирующих композиций с деэмульгирующими свойствами и опытно-промышленные испытания нетрадиционных технологий их использования путем закачки на забой скважин и в призабойной зоне пласта.

Key words:

producer, performance method, wax deposition, complications while oil recovery, reservoir and fluid properties, wax inhibitors.

Nozhovka group of oil fields is located in the south of Perm region. Main factors that complicate development of the fields are as follows: low reservoir permeability and temperatures, high water cut, oil of high viscosity with high concentration of paraffins, sulfur and non hydrocarbon components. The analysis of affected wells that represent 67% of total showed that the main cause is wax deposition that leads to early breakdown of pumps, decrease of well productivity and mean time between failures and cleanings.

The paper shows coverage of wells experience wax deposition by technologies that prevent it. Input of inhibitors of wax deposition to the well bottom hole is efficient method to prevent wax deposition. The results of oil and wax samples study from Nozhovka fields group showed oil was heavy and highly-viscous. Wax deposition belongs to asphaltene type. The evaluation of inhibitors efficiency was carried with use of statistic criteria of decision. Based on the analysis results SNPH type of mixtures was efficient inhibitors of wax deposition on the fields of Nozhovka group. The disadvantage of used technology is that there is no universal inhibitor of wax deposition for the oil from Nozhovka group of fields, high specific consumption of inhibitors and continuously changing properties of the producing liquid that require continuous tuning of used inhibitors.

In order to decrease the consumption for inhibitor protection from wax deposition it is expedient to select new inhibition compositions with demulsifying properties and field test of unconventional technologies through injection into well bottom hole and borehole.

Устькачкинцев Егор Николаевич – ассистент кафедры нефтегазовых технологий (моб. тел.: +007 982 48 28 100, e-mail: egoruv@mail.ru). Контактное лицо для переписки.
Мелехин Сергей Викторович – начальник отдела физико-гидродинамических исследований (тел.: +077 (342) 233 64 93, e-mail: sv_melekhin@inbox.ru).

Egor N. Ustkachkintcev (Author ID in Scopus: 55531248600) – Assistant Lecturer at the Department of Oil and Gas Technologies (mob. tel.: +007 982 48 28 100, e-mail: egoruv@mail.ru). The contact person for correspondence.

Sergei V. Melekhin (Author ID in Scopus: 56979229100) – Head of the Department of Physics and Hydrodynamic Survey (tel.: +077 (342) 233 64 93, e-mail: sv_melekhin@inbox.ru).

Введение

Ножовская группа нефтяных месторождений находится на юге Пермского края. Основными осложняющими факторами при ее разработке являются низкая проницаемость продуктивных пластов, низкие пластовые температуры, высокая обводненность скважинной продукции, высоковязкая нефть с высоким содержанием парафинов, серы и неуглеводородных компонентов. Анализ осложненного фонда скважин, составляющего 67 % действующего фонда, показывает, что основными причинами осложнений являются асфальтеносмолопарафиновые отложения (АСПО) и высоковязкие водонефтяные эмульсии, которые влекут за собой преждевременный выход из строя глубинно-насосного оборудования, снижение продуктивности скважин, сокращение межочистного и межремонтного периодов.

В условиях интенсивного образования АСПО невозможна нормальная эксплуатация скважин без проведения систематических работ по депарафинизации, так как происходит снижение производительности системы, эффективности работы насосных установок, уменьшение межремонтного периода – в результате увеличиваются эксплуатационные затраты на обслуживание скважин.

Для оценки причинно-следственных связей, влияющих на интенсивность отложения АСПО, проведен анализ факторов, осложняющих разработку Ножовской группы месторождений.

Ножовская группа состоит из 8 нефтяных месторождений (Березовского, Бугровского, Ножовского, Падунского, Первомайского, Змеевского, Опалихинского, Западного). На 41 % скважин добывающего фонда добыча нефти осложнена наличием асфальтеносмолопарафиновых отложений. Причинами осложнения являются [1]:

1. Физико-химический состав нефти, высокое содержание парафинов (до 5,85 %), смол (до 33,6 %) и асфальтенов (до 8,69 %).

2. Высокая обводненность продукции (среднее значение – 64 %). Следует отметить, что обводненность скважинной продукции увеличивается с каждым годом. На некоторых скважинах доля воды достигает 99 %. Увеличение доли пластовой воды в поднимаемой на по-

верхность жидкости осложняет процесс нефтедобычи и влечет за собой образование высоковязких эмульсий.

3. Низкие пластовые температуры и давления, являющиеся катализаторами процесса кристаллизации АСПО на поверхности подъемных труб и глубинно-насосного оборудования.

В настоящее время механизированный фонд скважин на 60 % состоит из установок штангового глубинного насоса (УШГН), 18 % – установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) и 22 % – установки штангового винтового насоса (УШВН). Основная доля суточной добычи приходится на УЭЦН – 10,7 т/сут, винтовые насосы – 5,3 т/сут и на УШГН – 2,9 т/сут. Наблюдается тенденция снижения в добыче нефти УШГН и увеличения количества применяемых УШВН. Причинами ремонтов подземного оборудования являются отложения АСПО на глубинно-насосном оборудовании и добыча высоковязких эмульсий, связанных с обводненностью скважинной продукции [2–4].

Анализ методов предупреждения образования АСПО

Для формирования осложненного фонда скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» используется специальная методика, учитывающая следующие виды осложнений:

- парафинообразующий фонд;
- гидратообразующий фонд;
- солеотлагающий фонд;
- фонд скважин с высоковязкой эмульсией;
- фонд скважин с механическими примесями;
- фонд скважин с высоким газовым фактором;
- коррозионный фонд.

Образование АСПО является основным осложнением добывающего фонда скважин Ножовской группы, ему подвержено 61,3 % фонда добывающих скважин. Образованию высоковязких водонефтяных эмульсий подвержено 37,5 % скважин. К парафинообразующему фонду относят скважины, на которых проводилось более одного текущего ремонта и одной промывки по очистке от АСПО за скользящий год. Количество осложнений по каждой скважине должно быть не более одного, наиболее влияющего на ее работу.

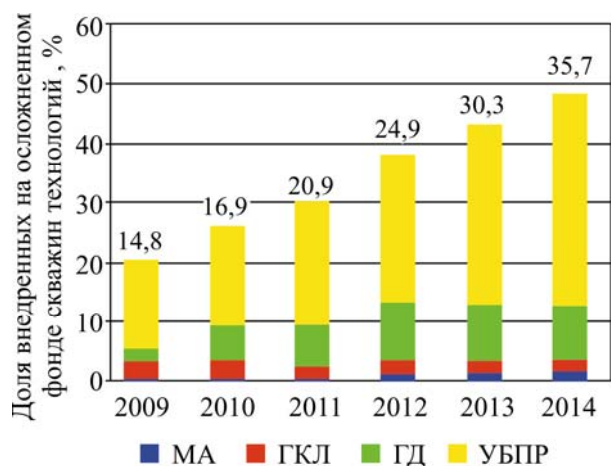


Рис. Применение на осложненном АСПО фонде скважин внедренных технологий, предупреждающих образование АСПО

Для предупреждения образования АСПО в скважинах осложненного фонда применяются различные технологии: устьевой блок подачи реагента (УБП), глубинный дозатор (ГД), магнитные аппараты (МА), греющие кабельные линии (ГКЛ) [5] (рисунок).

Устьевыми блоками подачи реагента осуществляется доставка ингибитора на забой скважины. Данным оборудованием можно оснастить любую скважину, независимо от ее назначения, а также использовать химические реагенты с разными физико-химическими свойствами нефти с различными реологическими параметрами. Преимущества технологии – высокая точность дозирования реагента, оперативное определение эффективности реагента, точное определение его необходимой концентрации [6]. Устьевые блоки подачи реагента используются в 30,3 % скважин. Применение устьевых дозаторов в среднем увеличивает межочистной период в 2,2 раза, наработку на отказ – в 2,4 раза.

Глубинные дозаторы представляют собой перфорированные контейнеры с реагентом, изготовленные из насосно-компрессорных труб. Установка контейнеров возможна практически при всех способах добычи нефти, т.е. в скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами, электроцентробежными насосами и др. Контейнеры опускаются под насос, выше интервала перфорации скважины. Самодозировка реагентов осуществляется за счет их омывания до-

бываемыми флюидами и ограниченного растворения в них [7]. Глубинные дозаторы реагента получили меньшее распространение из-за необходимости подъема насосного оборудования для дозаправки контейнеров с реагентом и низкого технологического эффекта по повышению наработки на отказ.

С 2001 г. для предотвращения образования АСПО использовались скважинные магнитные аппараты. От эффективной работы магнитных аппаратов во многом зависит качество промышленной подготовки нефти. Их внедрение не является повсеместным вследствие сложности определения технологического эффекта. Применение магнитных аппаратов для предотвращения АСПО началось достаточно недавно, но из-за малой эффективности широкого распространения не получило. Отсутствовали магниты, долго и стабильно работающие в условиях скважины. В последнее время интерес к магнитным технологиям значительно возрос. В России более 30 организаций предлагают различные аппараты магнитной обработки жидкостей, в том числе скважинной продукции. Это связано с появлением на рынке широкого ассортимента высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных металлов. Основным осложнением при применении данной технологии является слабая изученность механизма воздействия магнитного поля на поток флюида и в связи с этим сложность подбора магнита для определенного типа жидкости.

Греющая кабельная линия имеет плоскую форму и монтируется с наружной стороны насосно-компрессионных труб аналогично кабелю для питания нефтепогружных насосов. Несмотря на меньшую эффективность теплопередачи этого способа установки кабеля, имеющиеся эксплуатационные данные показали полную пригодность подобных систем для депарафинизации скважин. Применение нагревательных кабельных линий, предназначенных для путевого прогрева жидкости по стволу добывающей скважины, не получило широкого распространения из-за высокого энергопотребления данной технологии, что снижает экономическую составляющую получаемого эффекта.

Существует множество методов определения эффективности мероприятий по предупреждению образования АСПО [8]. В данной работе предлагается качественную эффективность промышленных технологий по предотвращению и удалению АСПО Θ определять путем получения положительной суммы эффективности четырех основных показателей по каждой скважине, оснащенной технологией:

$$\Theta = F(\Theta_1, \Theta_2, \Theta_3, \Theta_4) = \min(\Theta_n),$$

где Θ_1 принимает положительное значение, если число промывок через год после внедрения технологии снижается по сравнению с предыдущим годом; Θ_2 принимает положительное значение, если число текущих ремонтов скважин (ТРС) по причине АСПО через год после внедрения технологии снижается по сравнению с предыдущим годом; Θ_3 принимает положительное значение, если межочистной период работы скважины после внедрения технологии повышается по сравнению с предыдущим периодом; Θ_4 принимает положительное значение, если наработка насосного оборудования на отказ после внедрения технологии повышается по сравнению с предыдущим периодом.

Каждое слагаемое может принимать значения в пределах от 0 до 1. Эффективность технологии принимается равной минимальному значению одного из четырех слагаемых.

По каждой технологии были получены значения, указанные в табл. 1, из которой определяется итоговый параметр эффективности.

По предложенной методике самой низкой эффективностью обладают глубинные дозаторы (53 %), т.е. межочистной период на скважинах,

Таблица 1

Эффективность технологий предупреждения и устранения АСПО

Параметр	УБПР	ГД	МА	ГКЛ
Θ_1	0,87	0,87	1	0,84
Θ_2	0,91	0,92	1	0,68
Θ_3	0,72	0,53	0,66	1
Θ_4	0,74	0,76	0,66	1
Итого	0,72	0,53	0,66	0,68

где применяются ГД, повышается несущественно по сравнению с предыдущим периодом работы. Технология с применением магнитных аппаратов максимально эффективна по снижению количества промывок и текущих ремонтов скважин по причине АСПО, но мало эффективна по увеличению межочистного периода и наработки на отказ. Эффект по снижению количества ремонтов на скважине по причине АСПО от применения греющих кабельных линий был низким.

Таким образом, эффективным методом предупреждения АСПО является технология применения устьевых блоков подачи реагента (эффективность составляет 72 %). Преимущество применения данной технологии заключается в высокой точности дозирования реагента, оперативном определении его эффективности и необходимой концентрации с ее оперативной корректировкой. Следовательно, важным фактором определения максимальной эффективности применения УБПР является подбор ингибитора АСПО [9–12].

Анализ проб нефти и АСПО Ножовской группы месторождений

В филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми проводится постоянный подбор ингибиторов и растворителей АСПО ведущих сервисных компаний с учетом изменения состава АСПО для месторождений Ножовской группы с их ранжированием. В табл. 2 приведены физико-химические свойства нефти из скважин месторождений Ножовской группы.

В табл. 3 представлены значения АСПО Ножовской группы, полученные в ходе лабораторных исследований.

Пробы нефти отбираются со скважин, осложнённых АСПО. Нефть характеризуется как парафинистая, тяжелая, с повышенной вязкостью. Наличие асфальтенов в количестве 4,71–6,21 % и высокие температуры плавления парафинов способствуют формированию АСПО на глубинно-насосном оборудовании и стенках скважин. Закачка воды с низкой температурой ведет к снижению температуры пласта, и поскольку температура пласта ниже температуры плавления

Таблица 2

Физико-химические свойства нефти Ножовской группы месторождений

Горизонт	Количество исследований	Физические свойства			Содержание в нефти				
		Плотность, кг/м ³	Вязкость, мПа·с при 10 °С	Обводненность, %	Асфальтены, %	Смолы, %	Парафины, %	Механические примеси, %	Температура плавления парафина, °С
Бб	4	891	122,83	72,6	5,21	3,29	4,34	9,1	47,1
Бш	3	878	111,94	38,9	4,99	13,57	3,91	27,9	46,6
Тл	25	899	123,51	55,3	4,71	3,47	3,03	15,3	48,4
Т	45	931,2	548,93	46,8	6,21	16,28	5,11	5,52	48,9

Примечание. Здесь и в табл. 3: Бб – бобриковский; Бш – башкирский; Тл – тульский; Т – турнейский горизонты.

Таблица 3

Физико-химические свойства АСПО Ножовской группы месторождений

Залежь	Состав АСПО, %				
	Асфальтены	Смолы	Парафины	Механические примеси	Температура плавления парафина, °С
Бш	<u>6,9–19,7</u> 13,4	<u>8,4–28,3</u> 16,5	<u>10,2–24,4</u> 13,8	<u>0–19,3</u> 10,9	<u>62–68</u> 64,7
Бб	<u>3,7–18,6</u> 14,9	<u>7,1–35,7</u> 20,3	<u>6,1–16,9</u> 11,9	<u>15,9–36,4</u> 25,7	<u>65–69</u> 66,5
Тл	<u>4,6–16,2</u> 8,3	<u>9,7–42,3</u> 24,1	<u>5,7–29,7</u> 19,5	<u>4,9–49,2</u> 10,7	<u>58–71</u> 61,3
Т	<u>3,0–21,6</u> 12,5	<u>9,6–39,1</u> 18,5	<u>0,4–27,4</u> 15,4	<u>0–41,9</u> 8,4	<u>56–69</u> 63,8

Примечание: в числителе указаны минимальные и максимальные значения, в знаменателе – средневзвешенное значение.

парафина, находящейся в пределах 56–69 °С, то вероятно выпадение АСПО в призабойной зоне пласта. Наибольшее количество исследований посвящено турнейскому объекту разработки, так как на него приходится 48 % добываемого фонда скважин, показатель вязкости нефти является самым высоким. Обводненность проб флюида достигает 50 %, что в совокупности с высокой вязкостью продукции свидетельствует о риске образования высоковязких водонефтяных эмульсий. Таким образом, анализируемый ингибитор АСПО должен обладать не только ингибирующей способностью, но и способностью разрушать эмульсии.

Асфальтеносмолопарафиновые отложения относятся к асфальтеновому типу [13]. Содержа-

ние смол существенно превышает содержание асфальтенов, что свидетельствует о лучшей слипаемости таких агрегатов с твердой поверхностью. Сказывается пептизирующее влияние смол на парафиновые кристаллы, число которых и адгезионная активность к твердой поверхности существенно увеличиваются. При существенном превышении содержания смол над асфальтенами количество операций по удалению АСПО резко увеличивается. Определение состава и структуры АСПО позволяет минимизировать отрицательные последствия этого негативного явления в добыче и транспорте нефти, подбирать технологические методы предупреждения АСПО.

Многолетнее изучение отложений показывает, что состав и свойства АСПО со временем меняются. Наблюдается повышенное содержание окисленных высокоактивных компонентов, поэтому АСПО отличаются трудноудаляемостью и высокими адгезионно-когезионными силами взаимодействия. Содержание механических примесей и связанной воды также повышается. Со временем меняется не только компонентный состав, но и микроструктура АСПО – преобладает микроэмульсионная структура, наиболее трудноудаляемая, высокопластичная.

Анализ эффективности ингибиторов АСПО

Существует множество методик по оценке эффективности ингибиторов АСПО. Довольно долгое время ингибиторы оценивали по методике, предложенной сотрудниками Petrolite Corp

[14], которая основана на полноте отмыва пленки нефти или АСПО со стеклянной поверхности водным раствором ингибитора и анализе размеров их диспергированных частиц. Данная методика является качественной, так как результаты испытаний оцениваются визуально, причем действие реагентов направлено на последствия АСПО, а не на их предотвращение.

Всемирно распространенной и достоверной считается методика «Cold Finger» («холодный палец»), в основе которой лежит применение одноименной установки и замер выделившегося остатка АСПО при заданной разности температур и расходе ингибитора [15–18]. Для оценки ингибирующего эффекта и эффективности удаления парафиноотложений используется следующее соотношение:

$$\Xi = \frac{m_0 - m}{m_0} 100 \%,$$

где m_0 – масса АСПО из нефти, не содержащей ингибитор; m – масса АСПО из нефти после введения ингибитора.

Оценка эффективности ингибиторов АСПО на Ножовской группе месторождений (в настоящее время используется 6 ингибирующих составов различных производителей и различной стоимости) производится по методике, разработанной в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г. Перми.

Полученные лабораторные данные предлагается проанализировать с использованием статистических методов принятия решений. Критерий принятия решений – это функция, определяющая правило, по которому выбирается приемлемый или оптимальный вариант решения. Задача принятия решений возникает тогда, когда появляется несколько конкурирующих вариантов решения. Варианты решений возникают в результате анализа проблемной ситуации, представленной в виде описательной модели. В классическом случае описание ситуации дается в виде матрицы, строки которой соответствуют вариантам решений, а столбцы – факторам, которые смогут повлиять на результат. На пересечении столбцов и строк расположены соответствующие реализации решений [19].

В данной работе использованы четыре критерия: – минимаксный критерий Вальда – пессимистичный критерий

$$Z_{MM} = \max_i \left(\min_i (e_{ij}) \right);$$

– оптимистичный критерий

$$Z_{AG} = \max_i \left(\max_i (e_{ij}) \right);$$

– критерий Сэвиджа

$$Z_S = \min_i \left(\max_j \left(\max_i (e_{ij}) - e_{ij} \right) \right);$$

– критерий Гурвица

$$Z_{HW} = \max_i \left(c \cdot \min_j (e_{ij}) + (1 - c) \max_j (e_{ij}) \right).$$

Данные критерии применимы только для идеализированных практических решений. Рекомендуется применять несколько критериев для более качественной оценки эффективности исследуемых ингибиторов парафиноотложений. Данный подход позволяет лучше проникнуть во все внутренние связи принятия решений и ослабляет влияние субъективного фактора.

По оптимистичному критерию среди максимальных значений наибольшее значение имеет ингибитор СНПХ-7909 (максимальная эффективность – 90 %).

По пессимистическому критерию Вальда лучшим из ингибиторов считается тот, у которого ингибиторный эффект из всех минимальных по столбцам значений максимален. Наиболее эффективными (по мере убывания) являются СНПХ-7890Б, СНПХ-7941М и СНПХ-7941.

Отходя от крайних оптимистичных и крайних пессимистичных значений, предлагается использовать критерий Гурвица. Для его использования необходимо выбрать величину 0–1. При $c = 1$ это критерий «пессимизма» Вальда, а при $c = 0$ это крайне оптимистичный критерий. Для данной задачи используется значение $c = 0,6$ (выбрано авторами исходя из специфики ситуации). Рассчитываются значения

Таблица 4

Лабораторная эффективность ингибиторов АСПО по статистическим критериям

Критерий	Обозначение	Эффективность (по мере снижения)		
		1	2	3
Минимаксный критерий Вальда – пессимистичный критерий	Z_{MM}	СНПХ-7890Б	СНПХ-7941М	СНПХ-7941
Оптимистичный критерий	Z_{AG}	СНПХ-7909		
Критерий Сэвиджа	Z_S	СНПХ-7941М	ИА-6	СНПХ-7963
Критерий Гурвица	Z_{HW}	СНПХ-7941М	СНПХ-7890Б	СНПХ-7909

Таблица 5

Оценка технологического эффекта применения ингибиторов

Реагент	Количество обрабатываемых скважин	Кратность снижения		Дозировка реагента, г/т	Кратность увеличения	
		количество промывок	количество ТРС		межочистного периода	наработки на отказ
СНПХ-7909	24	7,4	8,5	200	2,12	2,38
СНПХ-7920М	13	2,8	2,3		1,66	1,29
СНПХ-7941	20	3,7	3		1,61	1,25
СНПХ-7963	11	7	3		1,64	0,55

критерия для каждого столбца. Получен следующий ряд эффективных ингибиторов (по мере убывания): СНПХ-7941М, СНПХ-7890Б и СНПХ-7909.

Критерий Севиджа позволяет выбрать ингибитор с наименьшим риском в самой неблагоприятной ситуации. В каждой строке выделяется максимальное значение $\max(e_{ij})$. Составим разницу $\max(e_{ij}) - e_{ij} = r_{ij}$. Эта разность является риском при использовании ингибитора на определенной скважине. Рассчитывается матрица рисков. Получен ряд ингибиторов с минимальными рисками (по мере убывания): СНПХ-7941М, ИА-6, СНПХ-7963, СНПХ-7920М, СНПХ-7909, СНПХ-7890Б.

В табл. 4 приведены результаты проведенного статистического анализа лабораторной эффективности ингибиторов АСПО.

Таким образом, при оценке эффективности ингибиторов комплексно по четырем показателям предпочтительными являются ингибиторы марки СНПХ различных рецептур. Для месторождений Ножовской группы эффективными являются СНПХ-7941М, 7909, 7920М.

Наиболее эффективный реагент для конкретной нефти невозможно определить каким-либо одним лабораторным испытанием.

Учитывая многие сложные взаимодействия, различные составы сырой нефти, степень обводненности и различные условия добычи на промысле, лабораторные испытания можно использовать только для предварительной оценки. Окончательный выбор эффективной присадки должен осуществляться по результатам опытно-промышленных испытаний [20].

Тестируемые ингибиторы применяются на тех скважинах, где они показали наилучшую эффективность. В случае, когда одинаковую эффективность показали несколько ингибиторов, предпочтение отдавалось ингибитору с более низкой стоимостью и дозировкой (г/т).

Для оценки технологического эффекта применения ингибиторов используются данные о кратности увеличения межочистного периода и наработки на отказ, кратности снижения промывок и ТРС по причине АСПО (табл. 5).

Из полученных данных следует, что базовыми ингибиторами АСПО на месторождениях Ножовской группы являются различные составы марки СНПХ. Средняя кратность увеличения межочистного периода составляет 1,75 раза, что определяет эффективность применяемых методов предупреждения отложений АСПВ.

Заключение

Как показывает анализ, для борьбы с данными осложнениями при эксплуатации скважин наиболее целесообразно использование технологий, базирующихся на применении химических реагентов. Эффективность ингибиторов определяется лабораторными исследованиями с использованием статистических методов принятия решений и оценкой технологического эффекта применения и существенно зависит от точной и надежной дозировки в заданную точку скважины [21–23].

К недостаткам данной технологии следует отнести:

1. Отсутствие универсального ингибитора АСПО для нефти Ножовской группы месторождений

(в настоящее время на месторождениях используется 6 различных ингибирующих составов различных производителей и различной стоимости).

2. Высокий удельный расход ингибиторов АСПО, приводящий к неоправданным ежемесячным затратам на заправку УБПР.

3. Постоянно изменяющиеся свойства добываемой жидкости, требующие подбора соответствующего ингибитора АСПО.

С целью оптимизации затрат на ингибиторную защиту скважин от АСПО целесообразными являются подбор и разработка новых ингибирующих композиций с деэмульгирующими свойствами и опытно-промышленные испытания нетрадиционных технологий их использования путем закачки на забой скважин и в призабойную зону пласта.

Список литературы

1. Турбаков М.С., Чернышов С.Е., Устькачкинцев Е.Н. Анализ эффективности технологий предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений на месторождениях Пермского Прикамья // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 122–123.
2. Хижняк Г.П., Усенков А.В., Устькачкинцев Е.Н. Осложняющие факторы при разработке Ножовской группы месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 59–68. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.6.
3. Лекомцев А.В., Турбаков М.С., Мордвинов В.А. Определение глубины интенсивной парафинизации скважин Ножовской группы месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 32–34.
4. Щербаков А.А., Турбаков М.С., Дворецкас Р.В. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи месторождений пермского прикамья с трудноизвлекаемыми запасами // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 97–99.
5. Турбаков М.С. Обоснование и выбор технологий предупреждения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2011. – 24 с.
6. Stephenson W.K. Producing asphaltenic crude oils: problems and solutions // Petroleum Engineer Int. – 1990. – June. – P. 24–31.
7. Лялин С.В., Собянин В.Д., Кречетов А.М. Использование твердых ингибиторов асфальтопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 3. – С. 77–79.
8. Эффективность мероприятий по предупреждению образования и удалению асфальтосмолопарафиновых от-

References

1. Turbakov M.S., Chernyshov S.E., Ust'kachintsev E.N. Analiz effektivnosti tekhnologii preduprezhdeniia obrazovaniia asfal'tosmoloparafinoovykh otlozhenii na mestorozhdeniiax Permskogo Prikam'ia [Efficiency analysis of technologies for prevention the formation of asphaltene tar wax-bearing deposits on the mines of Perm Prikamye]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2012, no. 11, pp. 122-123.
2. Khizhniak G.P., Usenkov A.V., Ust'kachintsev E.N. Oslozhniaiushchie faktory pri razrabotke Nozhovskoi gruppy mestorozhdenii ООО «LUKOIL-PERM» [Complicating factors in development of the Nozhovskaia group of fields developed LLC «LUKOIL-PERM»]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 13, pp. 59-68. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.6.
3. Lekomtsev A.V., Turbakov M.S., Mordvinov V.A. Opredelenie glubiny intensivnoi parafinizatsii skvazhin nozhovskoi gruppy mestorozhdenii [Assessment of intensive paraffin accumulation depth in wells of Nozhovsky group oilfields]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2011, no. 10, pp. 32-34.
4. Shcherbakov A.A., Turbakov M.S., Dvoretiskas R.V. Analiz effektivnosti primeniia metodov uvelicheniia nefteotdachi mestorozhdenii permskogo prikam'ia s trudnoizvlekaemyi zapasami [Analysis of the effectiveness of methods to increase oil recovery of the Perm Prikamye with hard to recover reserves]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2012, no. 12, pp. 97-99.
5. Turbakov M.S. Obosnovanie i vybor tekhnologii preduprezhdeniia i udaleniia asfal'tosmoloparafinoovykh otlozhenii v skvazhinakh: avtoreferat dissertatsii kandidata tekhnicheskikh nauk [Justification and a choice of technologies for prevention and removal of asphaltene deposits in the wells]. Sankt-Peterburg, 2011. 24 p.
6. Stephenson W.K. Producing asphaltenic crude oils: problems and solutions. *Petroleum Engineer Int.*, 1990, june, pp. 24-31.
7. Lialin S.V., Sobianin V.D., Krechetov A.M. Ispol'zovanie tverdyykh ingibitorov asfal'toparafinoovykh otlozhenii [Use of solid paraffin de-

жений при эксплуатации нефтедобывающих скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / В.А. Мордвинов, М.С. Турбаков, А.В. Лекомцев, Л.В. Сергеева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 78–79.

9. Тонов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1969. – 192 с.

10. Шамрай Ю.В., Рахимзянов Р.Г. Промышленные испытания удалителей ингибиторов АСПО // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 4. – С. 58–61.

11. Репин Д., Исламов Р., Ревизский Ю. Применение химреагентов для борьбы с отложениями парафина в скважинах // Нефтяник. – 1985. – № 2. – С. 11–12.

12. Совершенствование устройств очистки нефтепроводов от парафина / В.Д. Гребнев, М.С. Турбаков, Е.О. Третьяков, Е.П. Рябоконт // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 112–113.

13. Абашеев Р.Г. О классификации асфальтосмолопарафиновых отложений на нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 48–49.

14. Нефтепромысловая химия: в 5 т. Т. 5. Глущенко В.Н., Силин М.А., Герин Ю.Г. Предупреждение и устранение асфальтосмолопарафиновых отложений. – М.: Интерконтакт наука, 2009. – 475 с.

15. An evaluation of new asphaltene inhibitors: laboratory study and field testing / M.N. Bouts, R.J. Wiersma, H.M. Muijs, A.J. Samuel // Journal of Petroleum Technology. – 1995. – SPE 28991. – Vol. 47, is. 09. – P. 782–787. DOI: 10.2118/28991-PA.

16. Thomas D.C., Becker H.L., Del Real Soria R.A. Controlling asphaltene deposition in oil wells // SPE Production & Facilities. – 1995. – Vol. 10, № 2. – P. 119–123. DOI: 10.2118/25483-PA.

17. Emulsions: fundamentals and applications in the petroleum industry / ed. by L.L. Schramm. – Washington: ACS, 1992. – 428 p.

18. Турбаков М.С. К выбору реагентов для предупреждения образования и удаления АСПО в добывающих скважинах // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – № 1. – С. 118–121.

19. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков и др.; под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгузина. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.

20. Подбор реагентов для решения проблем добычи и транспортировки высокопарафинистых и высоковязких нефтей ОАО «Белкамнефть» / Г.М. Рахматуллина, Н.В. Мясоедова, Т.А. Зуева [и др.] // Материалы 3-й всерос. науч.-практ. конф. «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа» (Томск, 20–24.09.2004 г.). – Томск: Изд-во Ин-та оптики атмосферы СО РАН, 2004. – С. 237–240.

21. Гарифулин И.Ш. Эффективность применения специального погружного кабельного устройства для предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 12. – С. 92–94.

22. Иванов А.Д., Турбаков М.С. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации скважин Сибирского месторождения // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – № 1. – С. 37–40.

posits inhibitors asphalt]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2001, no. 3, pp. 77–79.

8. Mordvinov V.A., Turbakov M.S., Lekomtsev A.V., Sergeeva L.V. Effektivnost' meropriatii po preduprezhdeniiu obrazovaniia i udaleniuiu asfal'tenosmoloparafinykh otlozhenii pri ekspluatatsii neftedobyvaiushchikh skvazhin v ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» [The effectiveness of measures to prevent the formation and removal of deposits wax the operation of oil wells in the LLC "LUKOIL-PERM"]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2008, no. 8, pp. 78–79.

9. Tronov V.P. Mekhanizm obrazovaniia smoloparafinykh otlozhenii i bor'ba s nimi [The mechanism of the formation of resin and paraffin deposits and its control]. Moscow: Nedra, 1969. 192 p.

10. Shamrai Iu.V., Rakhimzianov R.G. Promyshlennye ispytaniia udalitelei ingibitorov ASPO [Field test of wax inhibitors removal]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 1986, no. 4, pp. 58–61.

11. Repin D., Islanov R., Revizskii Iu. Primenenie khimreagentov dlia bor'by s otlozheniiami parafina v skvazhinakh [The use of chemicals against the deposits of paraffin in wells]. *Neftynik*, 1985, no. 2, pp. 11–12.

12. Grebnev V.D., Turbakov M.S., Tref'iaikov E.O., Riabokon' E.P. Sovershenstvovanie ustroistv oчитки nefteprovodov ot parafina [Improving of devices for cleaning of oil pipelines from paraffin]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2013, no. 8, pp. 112–113.

13. Abasheev R.G. O klassifikatsii asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii na neftepromyslovom oborudovanii [About the classification of asphaltene deposits in the oilfield equipment]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 1984, no. 6, pp. 48–49.

14. Neftepromyslovaia khimiia [Oilfield chemistry]: v 5 tomakh. Tom 5. Glushchenko V.N., Silin M.A., Gerin Iu.G. Preduprezhdenie i ustranenie asfal'tenosmoloparafinykh otlozhenii [Prevention and elimination of asphaltene deposits]. Moscow: Interkontakt nauka, 2009. 475 p.

15. Bouts M.N., Wiersma R.J., Muijs H.M., Samuel A.J. An evaluation of new asphaltene inhibitors: laboratory study and field testing. *Journal of Petroleum Technology*, 1995, SPE 28991, vol. 47, is. 09, pp. 782–787. DOI: 10.2118/28991-PA.

16. Thomas D.C., Becker H.L., Del Real Soria R.A. Controlling asphaltene deposition in oil wells. *SPE Production & Facilities*, 1995, vol. 10, no. 2, pp. 119–123. DOI: 10.2118/25483-PA.

17. Emulsions: fundamentals and applications in the petroleum industry. Ed. by L.L. Schramm. Washington: ACS, 1992. 428 p.

18. Turbakov M.S. K vyboru reagentov dlia preduprezhdeniia obrazovaniia i udaleniia ASPO v dobyvaiushchikh skvazhinakh [To the selection of the reagents to prevent the formation and removal of paraffin in producing wells]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2006, no. 1, pp. 118–121.

19. Ibragimov N.G., Khafizov A.R., Shaidakov V.V. Oslozhneniia v neftedobyche [Complications in oil production]. Ed. N.G. Ibragimova, E.I. Ishemguzhina. Ufa: Monografiia, 2003. 302 p.

20. Rakhmatullina G.M., Miasoedova N.V., Zueva T.A. et al. Podbor reagentov dlia resheniia problem dobychi i transportirovki vysokoparafinykh i vysokoviazkikh neftei ОАО «Белкамнефть» [Selection of agents for solving the problems of production and transportation of highly waxed oil with high viscosity Belkamneft JSC]. *Materialy 3 vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Dобыча, podgotovka, transport nefiti i gaza»*. Tomsk: Izdatel'stvo Instituta optiki atmosfery SO RAN, 2004, pp. 237–240.

23. Турбаков М.С., Ерофеев А.А., Лекомцев А.В. К определению глубины начала образования асфальтеносмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтедобывающих скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 62–65.

21. Garifulin I.Sh. Effektivnost' primeneniia spetsial'nogo pogruzhnogo kabel'nogo ustroistva dlia preduprezhdeniia asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii v skvazhinakh [Effectiveness of special submersible cable device to prevent asphaltene deposits in wells]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2005, no. 12, pp. 92-94.

22. Ivanov A.D., Turbakov M.S. Uдалenie asfal'tenosmoloparafinykh otlozhenii pri ekspluatatsii skvazhin sibirskogo mestorozhdeniia [Removing asphaltene deposits in the operation of the Siberian deposits wells]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2006, no. 1, pp. 37-40.

23. Turbakov M.S., Erofeev A.A., Lekomtsev A.V. K opredeleniiu glubiny nachala obrazovaniia asfal'tenosmoloparafinykh otlozhenii pri ekspluatatsii nefte dobyvaiushchikh skvazhin [To the determination of the depth of the formation of asphaltene deposits in the operation of oil wells]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 10, pp. 62-65.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Устькачкинцев Е.Н., Мелехин С.В. Определение эффективности методов предупреждения асфальтеносмолопарафиновых отложений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, №18. – С. 61–70. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.7

Please cite this article in English as:

Ustkachkintcev E.N., Melekhin S.V. Determination of the efficiency of wax deposition prevention methods. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.18, pp. 61-70. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.7