

DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.6

УДК 622.276.1/4; 622.276.72

© Хижняк Г.П., Усенков А.В.,
Устькачкинцев Е.Н., 2014

ОСЛОЖНЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НОЖОВСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Г.П. Хижняк, А.В. Усенков*, Е.Н. Устькачкинцев

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия
*ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия

Ножовская группа нефтяных месторождений находится на юге Пермского края, разработка ведется компанией «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Для выявления осложнений при разработке данных месторождений проведен анализ осложняющих факторов – геолого-физических характеристик пласта, физико-химического состава нефтей. Определены стадии разработки месторождений Ножовской группы. Выполнен анализ изменения способов эксплуатации добывающего фонда скважин и основных причин проведения текущего ремонта, анализ осложненного фонда скважин, составляющего 67 % действующего фонда, в котором основными причинами осложнений являются асфальтеносмолопарафиновые отложения (АСПО) и высоковязкие водонефтяные эмульсии.

Были выделены следующие осложняющие факторы при разработке Ножовской группы месторождений: низкая проницаемость продуктивных пластов, низкие пластовые температуры, высокая обводненность скважинной продукции, особовысоковязкая нефть с высоким содержанием парафинов, серы и неуглеводородных компонентов. Превалирующим осложнением является интенсивное формирование АСПО. В качестве основного метода предупреждения АСПО используются ингибиторы парафиноотложений, показавшие наибольшую экономическую и технологическую эффективность. Очистку глубинно-насосного оборудования и труб от АСПО проводят промывками скважин горячей нефтью и растворителями. Для оптимизации затрат на ингибиторную защиту скважин от АСПО целесообразна детальная оценка эффективности используемых ингибиторов, целенаправленный подбор новых ингибирующих композиций с деэмульгирующими свойствами и опытно-промышленные испытания нетрадиционных технологий их использования путем закачки на забой скважин и в призабойную зону пласта.

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

COMPLICATING FACTORS IN DEVELOPMENT OF THE NOZHOVSKAIA GROUP OF FIELDS DEVELOPED LLC “LUKOIL-PERM”

G.P. Hizhniak, A.V. Usenkov*, E.N. Ustkachkintsev

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation
*LLC “LUKOIL-PERM”, Perm, Russian Federation

The Nozhovskaia group of oil fields is located in the south of Perm krai and is operated by the LUKOIL-Perm company. To reveal complications in development of these fields, the analysis of complicating factors, namely geological and physical characteristics of the reservoir, physico-chemical composition of the oils was performed. The stages of development of the fields of the Nozhovskaia group were defined. An analysis was done of lift methods sequence in active wells and the main reasons for well servicing, as well as of the complicated wells making 67 % of the total well stock. The main complications relate to asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD) and highly viscous water-oil emulsions.

The following complicating factors in development of the Nozhovskaia group of oil fields were revealed: a low permeability of producing reservoirs, low reservoir temperatures, high well stream watering, extra high-viscosity oil with high content of paraffins, sulphur and non-hydrocarbon components. The dominating complication is caused by intensive formation of ARPDs. The main method to control ARPDs draws on paraffin inhibitors that demonstrate the best cost efficiency and technical performance. Cleaning of the downhole pumping equipment and pipes from ARPDs is carried out by hot-oil and solvents. To optimize the costs of well inhibitor protection a detailed evaluation of the used inhibitors efficiency is required, as well as special selection of new inhibiting compositions with demulsifying effects and field tests of innovative methods of their application by pumping them into a well face and bottom-hole area.

Keywords: producing well, lift method, asphaltene-resin-paraffin deposits, oil extraction complications, reservoir and fluid properties, paraffin inhibitors.

Введение

В настоящее время в общем балансе добычи нефти в России значительное место занимают высоковязкие и парафинистые нефти, доля которых неуклонно возрастает.

Высоковязкие нефти характеризуются низкой подвижностью как в пласте, так и на поверхности, вызывая сложность подъема нефти по стволу скважины и транспортировки по системе сбора продукции вследствие повышенных нагрузок на насосное оборудование. Кроме того, при содержании в нефти значительной доли тяжелых углеводородных компонентов возможно формирование асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) в стволе скважин и системе сбора и транспорта продукции. Обводнение месторождения обуславливает образование высоковязких водонефтяных эмульсий, в несколько раз увеличивая вязкость добываемого флюида.

В условиях интенсивного образования АСПО невозможна нормальная эксплуатация скважин без проведения систематических работ по депарафинизации, в результате увеличиваются эксплуатационные затраты на обслуживание одной скважины [1]. Для оценки причинно-следственных связей, влияющих на интенсивность отложения АСПО, проведен анализ осложняющих факторов при разработке Ножовской группы месторождений Пермского края.

Геологическая характеристика продуктивных объектов и физико-химические свойства нефтей

Ножовская группа месторождений находится на юге Пермского края, в пределах Чагинского административного района. В тектоническом отношении по отложениям палеозойской группы входит в состав южной части Верхнекамской впадины и приурочена к Ножовскому выступу, расположенному на сочленении Шалымского и Сарамревского прогибов Камско-Кинельской системы.

В состав Ножовской группы входят восемь нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»: Березовское, Бугровское, Западное, Змеевское, Ножовское, Опалихинское, Падунское и Первомайское. Территориальная близость предопределяет сходство геолого-физических характеристик продуктивных объектов и физико-химических свойств пластовых флюидов.

Добыча нефти ведется на трех объектах: Бш, Гл-Бб, Т. Характеристика продуктивных пластов и физико-химические свойства пластовых флюидов представлены в табл. 1.

Наиболее нефтенасыщенным продуктивным объектом является бобриковский пласт, имеющий наибольшую проницаемость ($0,92 \text{ мкм}^2$), эффективную нефтенасыщенную толщину (4,7 м) и максимальный коэффициент песчаности (0,8 д. ед.). Тульский объект имеет самый низкий коэффициент расчлененности (2 д. ед.), свидетельствующий о высокой однородности пласта.

Продуктивные пласты Ножовской группы месторождений относятся к низкопроницаемым ($K_{\text{прон}} < 1 \text{ мкм}^2$), что предполагает применение методов увеличения нефтеотдачи пластов по увеличению проницаемости: гидравлический разрыв пласта и кислотные обработки. Кроме того, часто проводимыми геолого-техническими мероприятиями являются радиальное бурение и строительство боковых стволов. Происходит внедрение методов, направленных на вовлечение в разработку перспективных запасов нефти и малодренлируемых участков залежи.

Содержание серы в ножовской нефти превышает 2 %. По ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия» нефть классифицируется как особовысокосернистая, вследствие чего оборудование, используемое при добыче, подвержено коррозии. Наличие сероводорода и легких меркаптанов представляет серьезную проблему при добыче, транспорте

Таблица 1

Геолого-физические свойства продуктивных объектов
Ножовской группы месторождений

№ п/п	Показатель	Объект			
		Бш	Ясн		Т
			Тл	Бб	
Геолого-физические характеристики пласта					
1	Тип коллектора	Карбон.	Терриг.	Терриг.	Карбон.
2	Глубина залегания, м	<u>1057.1–1305</u> 1223,6	<u>1333.5–1583</u> 1501,7	<u>1342–1552</u> 1496,6	<u>1393.5–1632</u> 1559,5
3	Начальное пластовое давление, МПа	<u>11.3–12.8</u> 12,48	<u>15.73–16.6</u> 16,11	<u>15.73–16.6</u> 16,14	<u>16.25–16.9</u> 16,6
4	Начальная пластовая температура, °С	<u>21–26.3</u> 23,94	<u>27–33</u> 29,24	<u>27 - 30</u> 28,61	<u>28–33</u> 30,7
5	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	<u>2–4.4</u> 3,2	<u>0.2–3</u> 1,9	<u>1.6–10.5</u> 4,7	<u>0.5–7.6</u> 4,7
6	Пористость, %	<u>13–18</u> 15,6	<u>16–22</u> 19,24	<u>19–24</u> 21,5	<u>13–19</u> 14,43
7	Проницаемость, мкм ²	<u>0.021–0.312</u> 0,141	<u>0.042–0.928</u> 0,387	<u>0.22–1.97</u> 0,92	<u>0.032–0.628</u> 0,146
8	Коэффициент песчаности, д. ед.	<u>0.229–0.47</u> 0,4	<u>0.091–0.87</u> 0,4	<u>0.544–0.894</u> 0,8	<u>0.38–0.73</u> 0,5
9	Коэффициент расчлененности, д. ед.	<u>2.06–9.6</u> 4,5	<u>1–2.9</u> 2,0	<u>1.5–5.26</u> 3,1	<u>1.02–8.28</u> 5,4
Физико-химический состав пластового флюида					
10	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	<u>856–883</u> 872	<u>862–906</u> 892	<u>862–902</u> 891	<u>913–932</u> 916,5
11	Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	<u>868–885</u> 878	<u>898–907</u> 900,1	<u>898–905</u> 900,2	<u>914–926</u> 919
12	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	<u>7.9–14.34</u> 11,94	<u>15–29.9</u> 23,51	<u>15–30.64</u> 22,83	<u>42–87</u> 66,2
13	Давление насыщения нефти газом, МПа	<u>5.05–9.8</u> 8,13	<u>7.1–11.1</u> 9,04	<u>8.7–14.7</u> 10,0	<u>8.6–12.1</u> 9,54
14	Содержание серы, %	<u>1.68–2.45</u> 2,115	<u>2.2–3.52</u> 3,01	<u>2.89–3.73</u> 3,29	<u>2.42–4.77</u> 4,05
15	Содержание парафина, %	<u>3.13–4.81</u> 3,9	<u>2.56–4.47</u> 3,47	<u>3.02–5.85</u> 4,336	<u>1.72–4.04</u> 2,84
16	Содержание асфальтенов, %	<u>2.77–8.69</u> 4,99	<u>3.38–7.2</u> 4,71	<u>4.36–6.05</u> 5,21	<u>4.05–7.03</u> 5,22
17	Содержание смол, %	<u>10.1–14.82</u> 13,57	<u>15.0–33.6</u> 21,66	<u>15–33.6</u> 24,12	<u>21.15–30.54</u> 25,19
18	Газосодержание, м ³ /т	<u>11–25</u> 15,76	<u>6.9–20</u> 11,62	<u>7.7–20</u> 12	<u>6.6–11.5</u> 8,53
19	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	<u>1.5–1.71</u> 1,61	<u>1.3–1.57</u> 1,47	<u>1.42–1.57</u> 1,51	<u>1.2–1.54</u> 1,43
20	Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	<u>1169–1179</u> 1173	<u>1172–1181</u> 1178	<u>1177–1182</u> 1180	<u>1167–1179</u> 1175
Фонд скважин					
21	Фонд добывающих скважин, ед.	73	144	36	238
22	Дебит скважин по нефти, т/сут	<u>0.1–38.3</u> 7,4	<u>0.1–58</u> 5,4	<u>0.1–34.2</u> 5,0	<u>0.1–31.1</u> 5,5
23	Обводненность скважинной продукции, %	<u>11.7–99.9</u> 72,4	<u>1.7–99.9</u> 53,7	<u>1.5–97.5</u> 37,9	<u>1.8–99.9</u> 47,5
24	Дебит скважин по жидкости, т/сут	<u>0.6–105.3</u> 26,9	<u>0.1–105.5</u> 17,4	<u>0.1–54.7</u> 9,7	<u>0.2–65.9</u> 12,2

Примечание. Числитель – минимальные и максимальные значения параметров; знаменатель – средневзвешенное значение параметра.

и переработке нефти, вызывает коррозию металлических частей оборудования, загрязняет промышленные воды и ухудшает работу катализаторов в установках нефтепереработки [8].

Нефть характеризуется как смолистая (18–35 %), парафинистая (1,5–6 %), является тяжелой (более 850 кг/м³) с повышенной вязкостью (5–25 мПа·с). Наличие асфальтенов в количестве 4,7–5,2 % и невысокие температуры способствуют формированию асфальтеносмолопарафиновых отложений на глубинно-насосном оборудовании и стенках скважин [3, 4].

Снижению температуры пласта способствует закачка воды с низкой температурой. Вероятно выпадение АСПО и в призабойную зону пласта, так как температура плавления парафина находится в пределах 56–69 °С, т.е. ниже температуры пласта.

Накопление АСПО приводит к снижению дебита скважин и эффективности работы насосных установок, сокращению межремонтного (МРП) и межочистного (МОП) периода работы скважин [5].

Разработка месторождений Ножовской группы

Разработка первого месторождения, входящего в состав Ножовской группы, Падунского, началась в 1970 г. Последним введено в разработку Ножовское месторождение (1999 г.). В настоящее время разработкой месторождений занимается ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Большая часть месторождений Ножовской группы находится на 3-й стадии разработки, характеризующейся падающей добычей нефти, ростом обводненности, значительной выработкой запасов. Падунское и Берёзовское месторождения находятся на 4-й стадии разработки: стабильно низкая добыча, высокие значения обводненности, отбор от начальных извлекаемых запасов более 70 %.

Законтурная область нефтяных пластов постоянно пополняется водой, ре-

жим работы залежей – искусственно упруговодонапорный.

Благодаря действующей системе поддержания пластового давления в продуктивных объектах удается поддерживать давление не ниже начального. Компенсация отбора нефти закачкой воды превышает 100 %, наблюдается прорыв пресных вод к добывающим объектам.

Обводненность продукции на всех месторождениях превышает 30 %, в некоторых случаях достигает 80 %. Обводнение продуктивных пластов вызывает серьезные осложнения при добыче, связанные с образованием нефтяных эмульсий, которые обладают высокой вязкостью и стойкостью к разрушению [6–9].

Образование эмульсий снижает показатели безотказности работы насосных установок из-за увеличения количества обрывов штанг штанговых глубинных насосов (ШГН) и пробоев электрической части установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) вследствие перегрузок погружного электродвигателя. Рост давления жидкости в системах сбора нефти и газа влечет за собой отказы коллекторов, затрудняются сепарация и предварительный сброс воды. С необходимостью разрушения стойких эмульсий связан также рост энерго- и металлоемкости [10].

Анализ фонда добывающих скважин

Фонд добывающих скважин на 99 % эксплуатируется механизированным способом. Изменение фонда скважин по способам эксплуатации приведено в табл. 2.

С 1975 г. наблюдается рост доли скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов (УШГН), достигая к 1995 г. максимума – 90,7 % всего фонда. Это связано с вводом в эксплуатацию малодебитных скважин (среднесуточный дебит по нефти скважин, эксплуатируемых УШГН, составляет 4,87 т/сут). С 1995 г. происходит снижение использования УШГН на скважинах, количество которых к 2013 г. достигает 60 %.

Таблица 2

Удельное значение способов эксплуатации скважин по добыче нефти (% к годовой) и по фонду скважин (% ко всему фонду)

Способ эксплуатации	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013
ШГН	$\frac{0}{0}$	$\frac{21,52}{4,34}$	$\frac{43,17}{20,81}$	$\frac{74,74}{63,90}$	$\frac{84,95}{68,86}$	$\frac{90,79}{80,65}$	$\frac{84,02}{64,87}$	$\frac{73,47}{61,53}$	$\frac{68,08}{47,08}$	$\frac{59,96}{36,77}$
УЭЦН	$\frac{50,00}{37,14}$	$\frac{48,10}{51,97}$	$\frac{39,89}{76,85}$	$\frac{25,26}{36,10}$	$\frac{15,05}{31,14}$	$\frac{9,21}{19,35}$	$\frac{7,51}{23,08}$	$\frac{13,61}{21,42}$	$\frac{18,08}{39,37}$	$\frac{17,67}{38,96}$
УШВН	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{6,30}{7,90}$	$\frac{11,34}{11,20}$	$\frac{13,17}{11,87}$	$\frac{21,92}{23,95}$
УЭДН	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{1,45}{0,76}$	$\frac{0,91}{0,17}$	$\frac{0,45}{0,15}$	$\frac{0,22}{0,15}$
ФОНТ	$\frac{50,00}{62,86}$	$\frac{30,38}{43,69}$	$\frac{16,94}{2,34}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0}{0}$	$\frac{0,73}{3,38}$	$\frac{0,68}{5,68}$	$\frac{0,22}{1,53}$	$\frac{0,22}{0,17}$

Примечание. Числитель – удельный вес по фонду скважин (%); знаменатель – удельный вес по среднесуточной добыче нефти (%).

Таблица 3

Средние дебиты по нефти по способам эксплуатации, т/сут

Способ эксплуатации	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013
ШГН	0	15,38	4,90	4,26	2,80	3,97	3,13	3,33	3,07	2,98
УЭЦН	39,70	82,39	19,58	7,12	7,13	9,39	12,45	6,25	9,68	10,71
УШВН	0	0	0	0	0	0	5,08	3,92	4,01	5,31
УЭДН	0	0	0	0	0	0	2,12	0,75	1,45	3,20
ФОНТ	67,20	109,64	1,40	0	0	0	18,83	33,17	30,50	3,70

В связи с увеличением обводненности продукции и образованием высоковязких водонефтяных эмульсий применение установок УЭЦН является нерентабельным из-за частых перегрузок погружных электродвигателей и срывов подачи. Их доля в фонде добывающих скважин практически не изменяется и в последнее десятилетие составляет 16 %. С проведением политики энергосбережения в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» энергопотребляющие УЭЦН при капитальном ремонте скважин (КРС) заменяются на энергоемкие винтовые насосы с соответствующей подачей. Доля добычи УЭЦН в 2013 г. составила 39 %, что на 15 % превышает соответствующий параметр установок штанговых винтовых насосов (УШВН) и установок электроодновинтовых насосов (УЭОВН).

На Ножовской группе месторождений не нашли применения электродиафрагменным насосам. Данный вид насосов

предназначен для эксплуатации скважины с агрессивной продукцией, содержащей механические примеси: откачиваемая продукция не контактирует с подвижными деталями погружного агрегата, будучи отделенной от них диафрагмой. Но на скважинах с внедренными диафрагменными насосами при проведении промывок горячей нефтью через межтрубное пространство происходило нарушение целостности диафрагмы вследствие высокого перепада давления, которое создается на забое.

В настоящее время механизированный фонд скважин на 60 % состоит из УШГН, 18 % – УЭЦН и 22 % – 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 (табл. 3). Наблюдается тенденция снижения в добыче нефти УШГН и увеличения количества применяемых УШВН.

На протяжении 13 лет основную долю текущих ремонтов скважин составляет смена глубинно-насосного оборудования (ГНО) – 45–57 %, данные ремонтные работы представляют собой замену глубинного насоса на соответствующий типоразмер при подъеме оборудования (рис. 1). Причинами замены ГНО являются:

- залипание клапанов вследствие формирования АСПО на стенках оборудования;

- неподача насоса из-за запарафинивания насосно-компрессорных труб.

В 2005 г. произошло увеличение ремонтов, связанных с депарафинизацией подземного оборудования, достигая значения в 23 %. Это наиболее сложный вид подземного ремонта с подъемом запарафиненных лифтов и пропаркой их на поверхности, приводящими к увеличению продолжительности и стоимости ремонта, ухудшению экологической обстановки. Запарафинивание лифтов скважин приводит к снижению межремонтного периода работы скважин.

На протяжении последних 10 лет одним из самых распространенных видов ремонта является ликвидация обрыва/разворота штанг. В 2000 г. по причине разворота штанг в простой выходили скважины, на которых за всё время эксплуатации развороты штанг отсутствова-

ли. Проведенный анализ показал, что на большинстве скважин, вышедших в ремонт по причине разворота штанг, низкий динамический уровень жидкости. При падении динамического уровня в скважине в насос возможно попадание газа, при ходе плунжера в кожухе насоса происходят гидроудары, приводящие к вибрационным нагрузкам на штанги и раскреплению резьбовых соединений. Применение шарнирных узлов при данных условиях эксплуатации неэффективно. Более приемлемым оказалось использование штанговращателей.

В последние годы увеличивается количество ремонтов по ликвидации обрывов полированного штока – 8–10 %, связанных с истечением ресурса по обработке.

Кроме того, значительную часть ремонтов проводят по причине смены способа эксплуатации (5–13 %), что в основном предполагает замену УЭЦН или УШГН на винтовые насосы, эффективно проявляющие себя при добыче высоковязкой нефти.

Причинами ремонтов подземного оборудования являются отложения АСПО на глубинно-насосном оборудовании и добыча высоковязких эмульсий, связанных с обводненностью скважинной продукции.

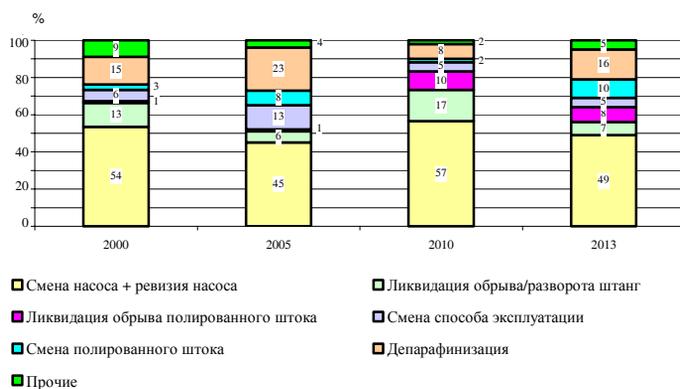


Рис. 1. Распределение видов ремонта

Анализ осложненного фонда

Для формирования осложненного фонда скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» используется специальная методика по следующим видам осложнений¹:

- 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 наряду с образованием высоковязких водонефтяных эмульсий. На рис. 2 представлено распределение скважин по видам осложнений на начало 2014 г.

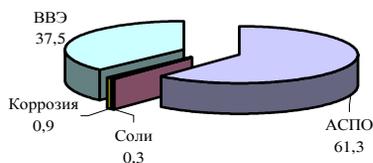


Рис. 2. Распределение скважин по видам осложнений

К парафинообразующему фонду относят скважины, на которых проводилось более одного текущего ремонта скважины 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.

Для предупреждения образования АСПО в скважинах осложненного фонда

применяются различные технологии: устьевой блок подачи реагента (УБПР), глубинный дозатор (ГД), магнитные аппараты (МА), нагревательные кабельные линии (НКЛ) (рис. 3).

Устьевые блоки подачи реагента используются в 30,3 % скважин, их основные преимущества заключаются в высокой точности дозирования реагента, оперативном определении его эффективности и необходимой концентрации [11]. Применение устьевых дозаторов в среднем увеличивает МОП в 2,2 раза, наработку на отказ – в 2,4 раза. В качестве базового ингибитора парафиноотложений используются реагенты марки СНПХ.

Глубинные дозаторы реагента получают 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 [12]. Их внедрение не является повсеместным вследствие сложности определения технологического эффекта.

Применение нагревательных кабельных линий, предназначенных для путевого прогрева жидкости по стволу добывающей скважины, не получило широкого распространения из-за высокого энергопотребления данной технологии, которое снижает экономическую составляющую получаемого эффекта.

Для ликвидации АСПО на Ножовской группе проводятся регламентные работы, в которые входят промывки скважин нагреваемыми агентами: растворителем или горячей нефтью (рис. 4). Применяется растворитель марки «ФЛЭК» и подготовленная нефть с УППН «Суханово».

Преобладают промывки горячей нефтью в связи с более низкой, чем при при-

¹ Регламент. Методика формирования осложненного фонда скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». 2006. С. 7.

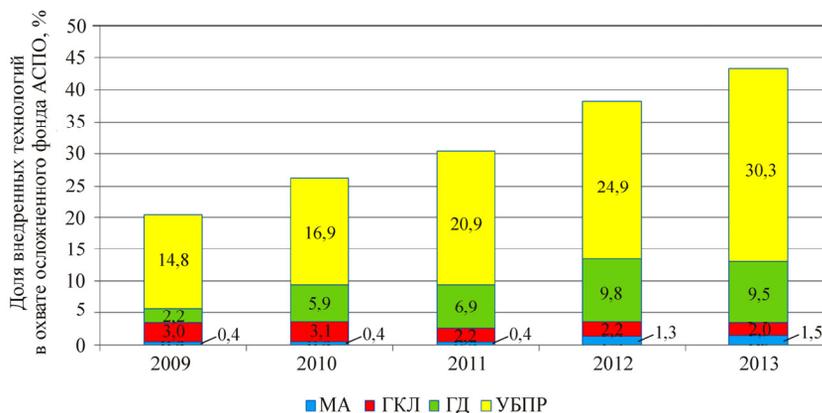


Рис. 3. Охват осложненного АСПО фонда скважин внедренными технологиями, предупреждающими образование АСПО

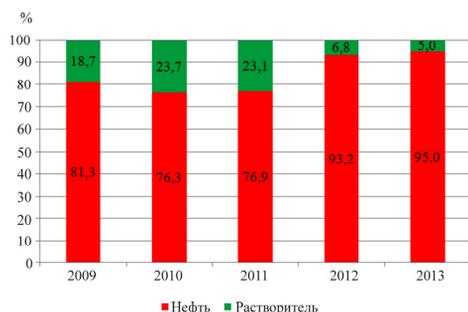


Рис. 4. Динамика промывок скважин с АСПО

менении растворителя, ценой (разница \approx в 5 раз). Таким образом, промывки растворителем в 2013 г. проводились в среднем 2–3 раза в месяц.

Около 38 % осложненного фонда составляют скважины, добывающие высоковязкую водонефтяную эмульсию. Средняя обводненность продукции на конец 2013 г. составляет 63,6 %. Именно ростом обводненности и особенностями физико-химических свойств нефти вызвано образование высоковязких водонефтяных эмульсий [13]. Вязкость добываемой нефтяной эмульсии превышает вязкость нефти в 2,5–3 раза, вызывая осложнения при добыче, транспортировке и подготовке нефти [14, 15].

Высоковязкие водонефтяные эмульсии вызывают рост давления в системе

сбора, отказы перекачивающих насосов на дожимных насосных станциях [16, 17]. Для борьбы с данным осложнением применяется дозирование деэмульгатора марки Kemelix на устьях скважин, групповых замерных установках и дожимных насосных станциях.

Заключение

Таким образом, на основе проведенного анализа можно сделать вывод, что осложняющими факторами разработки Ножовской группы месторождений являются следующие:

- 1) низкая проницаемость продуктивных пластов;
- 2) низкие пластовые температуры;
- 3) высокая обводненность скважинной продукции;
- 4) наличие вязкой нефти с высоким содержанием парафинов и неуглеводородных компонентов.

Превалирующим осложнением при добыче нефти является интенсивное формирование АСПО, что влечет за собой преждевременный выход из строя ГНО, снижение продуктивности скважин, сокращение МОП и МРП.

В качестве основного метода предупреждения АСПО используются ингибиторы парафиноотложений, показавшие наибольшую экономическую и техноло-

гическую эффективность. Для очистки ГНО и труб от АСПО проводят промывки скважин горячей нефтью и растворителями.

С целью оптимизации затрат на ингибиторную защиту скважин от АСПО целесообразной является детальная оценка

эффективности используемых ингибиторов, целенаправленный подбор новых ингибирующих композиций с деэмульгирующими свойствами и опытно-промышленные испытания нетрадиционных технологий их использования путем закачки на забой скважин и в ПЗС.

Список литературы

1. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. – М.: Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2005. – 254 с.
2. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Д.Н. Левченко, Н.В. Бергштейн, А.Д. Худякова [и др.]. – М.: Химия, 1967. – 200 с.
3. Технология очистки сероводород- и меркаптаноносной нефти / Г.П. Теляшев, М.Р. Теляшева, Г.Г. Теляшев, Ф.А. Арсланов // Нефтегазовое дело. – 2010. – № 1. – С. 1–22.
4. Cordoba A.J., Schallb C.A. Solvent migration in a paraffin deposit // Fuel. – 2001. – № 80. – P. 1279–1284. DOI: 10.1016/S0016-2361(00)00206-4
5. Дестабилизация нефтяных эмульсий, образующихся в скважинных насосах / Э.М. Зайдуллина, А.М. Валеев, Р.П. Фахретдинов, Л.Н. Усова // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 2. – С. 1–9.
6. Multicomponent paraffin waxes and petroleum solid deposits: structural and thermodynamic state / M. Dirand, V. Chevallier, E. Provost, M. Bouroukba, D. Petitjean // Fuel. – 1998. – № 77. – P. 1253–1260. DOI: 10.1016/S0016-2361(98)00032-5
7. Турбаков М.С., Чернышов С.Е., Устьквачинцев Е.Н. Анализ эффективности технологий предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений на месторождениях Пермского Прикамья // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 122–123.
8. Эффективность мероприятий по предупреждению образования и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтедобывающих скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / В.А. Мордвинов, М.С. Турбаков, А.В. Лekomцев, Л.В. Сергеева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 78–79.
9. Турбаков М.С. Обоснование и выбор технологий предупреждения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2011. – 24 с.
10. Ясаков Е.А., Павлов М.Л., Басимова Р.А. Исследование свойств известного (РС-Н) и разработанного деэмульгаторов для обезвоживания и обессоливания водонефтяных эмульсий // Нефтегазовое дело. – 2010. – № 2. – С. 1–13.
11. Ракитин А.Р., Фофанов Б.В., Горбунов В.Ф. Предотвращение АСПО на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Физико-химическая характеристика осложненного фонда скважин и исследование эффективности применяемых ингибиторов АСПО // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 5–6. – С. 107–109.
12. Мурзалов Е.Г. Совершенствование метода магнитной обработки водоуглеводородных дисперсных смесей // Вестник АГТУ. – 2007. – № 6(41). – С. 49–53.
13. The Effect of Asphaltenes on the Gelation of Waxy Oils / R. Venkatesan, J. Ostlund, H. Chawla, P. Wattana, M. Nydern, H.S. Fogler // Energy & Fuels. – 2003. – № 17. – P. 1630–1640. DOI: 10.1021/ef034013k
14. Nunez G.A. Drive to produce heavy crude prompts variety of transportation methods // Oil & Gas Journal. – 1998. – № 43. – P. 59–68. DOI: 10.1016/j.petrol.2012.03.026
15. Совершенствование устройств очистки нефтепроводов от парафина / В.Д. Гребнев, М.С. Турбаков, Е.О. Третьяков, Е.П. Рябокonn // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 112–113.
16. Ribeiro F.S., Souza Mendest P.R., Braga S.L. Obstruction of pipelines due to paraffin deposition during the flow of crude oils // Int. J. Heat Mass Transfer. – 1997. – Vol. 40, № 18. – P. 4319–4328.
17. Лekomцев А.В., Турбаков М.С., Мордвинов В.А. Определение глубины интенсивной парафинизации скважин ножовской группы месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 32–34.

References

1. Kamenshchikov F.A. Teplovaia deparafinizatsiia skvazhin [Thermal dewaxing of well]. Moscow, Izhevsk: Reguliarnaia i khaoticheskaia dinamika, 2005. 254 p.
2. Levchenko D.N., Bergshtein N.V., Khudiakova A.D. [et al.]. Emul'sii nef'ti s vodoi i metody ikh razrusheniia [Water oil emulsions and techniques of their destruction]. Moscow: Khimiia, 1967. 200 p.
3. Teliashov G.R., Teliashova M.R., Teliashov G.G., Arslanov F.A. Tekhnologiiia ochistki serovodород- i merkaptanoносной неф'ti [Technology of refining oil containing hydrogen sulfide and mercaptan]. *Neftegazovoe delo*, 2010, no. 1, pp. 1–22.
4. Cordoba A.J., Schallb C.A. Solvent migration in a paraffin deposit. *Fuel*, 2001, no. 80, pp. 1279–1284. DOI: 10.1016/S0016-2361(00)00206-4
5. Zaidullina E.M., Valeev A.M., Fakhretdinov R.R., Usova L.N. Destabilizatsiia nef'tianykh emul'sii, obrazuyemykh v skvazhinnykh nasosakh [Destabilization of oil emulsions formed in well pumps]. *Neftegazovoe delo*, 2007, no. 2, pp. 1–9.
6. Dirand M., Chevallier V., Provost E., Bouroukba M., Petitjean D. Multicomponent paraffin waxes and petroleum solid deposits: structural and thermodynamic state. *Fuel*, 1998, no. 77, pp. 1253–1260. DOI: 10.1016/S0016-2361(98)00032-5
7. Turbakov M.S., Chernyshov S.E., Ust'kachintsev E.N. Analiz effektivnosti tekhnologiiia preduprezhdeniia obrazovaniia asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii na mestorozhdeniiakh Permskogo Prikam'ia [Analysis of technological efficiency of preventing asphaltene-resin-paraffin deposits at the fields of Perm Prikamye]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 11, pp. 122–123.
8. Mordivinov V.A., Turbakov M.S., Lekomtsev A.V., Sergeeva L.V. Effektivnost' meropriatii po preduprezhdeniiu obrazovaniia i udaleniui asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii pri ekspluatatsii nef'tedobyvaushchikh skvazhin v ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" [Efficiency of measures to prevent formation and remove asphaltene-resin-paraffin deposits in the oil wells operated by ООО LUKOIL-PERM]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2008, no. 8, pp. 78–79.
9. Turbakov M.S. Obosnovanie i vybor tekhnologiiia preduprezhdeniia i udaleniia asfal'tenosmoloparafinykh otlozhenii v skvazhinakh [Justification and selection of technology for asphaltene-resin-paraffin deposits prevention and removal]. Abstract of the thesis of the candidate of technical sciences. Saint Petersburg, 2011. 24 p.
10. Isakov E.A., Pavlov M.L., Basimova R.A. Issledovanie svoistv izvestnogo (RS-N) i razrabotannogo deemul'gatorov dlia obezvozhivaniia i obessolivaniia vodonef'tianykh emul'sii [Research of the properties of conventional RS-N and novel demulsifiers for water and salt removal from oil-water emulsions]. *Neftegazovoe delo*, 2010, no. 2, pp. 1–13.
11. Rakin A.R., Fofanov B.V., Gorbunov V.F. Predotvraschenie ASPO na mestorozhdeniiakh ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ". Fiziko-khimicheskaia kharakteristika osloznennoho fonda skvazhin i issledovanie effektivnosti primeniiaemykh ingibitorov ASPO [Prevention of ARPD in the LLC "LUKOIL-PERM" fields. Physical/chemical characteristics of the complicated well stock and study of effectiveness of ARPD inhibitors applied]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2005, no. 5–6, pp. 107–109.

12. Mursalov E.G. Sovershenstvovanie metoda magnitnoi obrabotki vodouglevodorodnykh dispersnykh smesei [Improvement of the method for magnetic treatment of dispersed water-hydrocarbon mixtures]. *Vestnik Astrakhanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2007, no. 6(41), pp. 49–53.

13. Venkatesan R., Ostlund J., Chawla H., Wattana P., Nydem M., Fogler H.S. The Effect of Asphaltenes on the Gelation of Waxy Oils. *Energy & Fuels*, 2003, no.17, pp. 1630–1640. DOI: 10.1021/ef034013k

14. Nunez G.A. Drive to produce heavy crude prompts variety of transportation methods. *Oil&Gas Journal*, 1998, no. 43, pp. 59–68. DOI: 10.1016/j.petro.2012.03.026

15. Grebnev V.D., Turbakov M.S., Tre'tiakov E.O., Riabokon' E.P. Sovershenstvovanie ustroystv ochkisti nefteprovodov ot parafina [Improvement of the equipment for paraffin removal from oil pipes]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 8, pp. 112–113.

16. Ribeiro F.S., Souza Mendest P.R., Braga S.L. Obstruction of pipelines due to paraffin deposition during the flow of crude oils. *Int. J. Heat Mass Transfer*, 1997, vol. 40, no.18, pp. 4319–4328.

17. Lekomtsev A.V., Turbakov M.S., Mordvinov V.A. Opredelenie glubiny intensivnoi parafinizatsii skvazhin nozhovskoi grupy mestorozhdenii [Determination of the depth of intensive wax precipitation in wells of the Nozhovskaya fields group]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 10, pp. 32–34.

Об авторах

Хижняк Григорий Петрович (Пермь, Россия) – доктор технических наук, профессор, доцент, заведующий кафедрой нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: xgp@mail.ru).

Усенков Андрей Владимирович (Пермь, Россия) – начальник управления технологии добычи нефти ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614990, г. Пермь, ул. Ленина, 62; e-mail: andrey.usenkov@lp.lukoil.com).

Устькачкинцев Егор Николаевич (Пермь, Россия) – аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: egoruv@mail.ru).

About the authors

Grigoriĭ P. Hizhniak (Perm, Russian Federation) – Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Head of Department of Oil-and-gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: xgp@mail.ru).

Andrei V. Usenkov (Perm, Russian Federation) – Head of Department of Oil Extraction Technology, LLC “LUKOIL-PERM” (614990, Perm, Lenina st., 62; e-mail: andrey.usenkov@lp.lukoil.com).

Egor N. Ustkachintsev (Perm, Russian Federation) – Postgraduate Student, Department of Oil-and-gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: egoruv@mail.ru).

Получено 11.09.2014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

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

Please cite this article in English as:

Hizhniak G.P., Usenkov A.V., Ustkachintsev E.N. Complicating factors in development of the Nozhovskaya group of fields developed by 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