

жение межфазного натяжения на границе вода — нефть в сочетании с высокой совместимостью с органической фазой.

Нефтевытеснение составами на основе спиртов и НПРАВ проводили после насыщения модели пласта нефтью. Прирост коэффициента нефтевытеснения относительно воды и значения давления в модели пласта представлены в табл. 3. Введение НПРАВ в пропиловый спирт не изменяет характер фильтрации жидкостей. Пропиловый спирт смешивается с водной и нефтяной фазами и вместе с ними вытесняется продавочной жидкостью. Повышение коэффициента нефтевытеснения в данном случае может быть связано с эмульгирующим действием самих НПРАВ. Ряд интересных закономерностей получен для бутилового и октилового спиртов. Добавление НПРАВ приводит к снижению максимального и остаточного давления при фильтрации спиртовых растворов через нефтенасыщенную модель пласта. Для

бутанола оба типа НПРАВ обеспечивают увеличение $K_{\text{н}}$, причем водорастворимый — более существенное, чем маслорастворимый. Для октанола введение АФ_{9,4} менее эффективно, чем АФ_{9,12}. По-видимому, добавка маслорастворимого НПРАВ снижает совместимость спирта с водой и как следствие — ухудшает процесс вытеснения нефти. Во всех опытах наиболее эффективен бутиловый спирт, который может быть рекомендован в качестве основы нефтевытесняющих составов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамудинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. — М.: Недра, 1991. — 284 с.
2. Забродин П.И., Раковский Н.Л., Розенберг М.Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. — М.: Недра, 1968. — 205 с.

УДК 622.245.51

**УГЛЕВОДОРОДНЫЕ КОМПОЗИТЫ
ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСФАЛТЕНО-СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

А. В. Шарифуллин, Н. М. Нагимов, В. Г. Козин

(Казанский государственный технологический университет, НГДУ Азнакаевскнефть)

В процессе эксплуатации нефтедобывающих скважин при понижении температуры и давления, сопровождающемся разгазированием нефти, происходит резкое снижение растворимости в ней парафинов, смол и асфальтенов (АСПО). Это ведет к интенсивному их осаждению как в призабойной зоне пласта (ПЗ), так и на поверхности нефтепромыслового оборудования, что приводит к снижению продуктивности скважин [1, 2].

Для удаления АСПО используют различные растворители, однако их эффективность существенно меняется от месторождения к месторождению.

Одним из факторов, влияющих на эффективность действия растворителей, являются существенные отличия в составе АСПО [2]. Состав АСПО значительно изменяется как от скважины к скважине в пределах одного месторождения, так и по высоте ствола одной скважины. Об этом свидетельствуют результаты определения содержания основных групповых компонентов АСПО многих месторождений (табл. 1). Определение состава АСПО проводили с применением адсорбционных методов анализа остаточных нефтепродуктов по Маркусону [3].

Анализ данных табл. 1 показывает, что содержание основных групповых компонентов в изученных

Изучен состав АСПО и определено его влияние на эффективность действия нестабильного бензина с присадками различного функционального назначения. Доказано, что наибольшей моющей способностью при разрушении АСПО с высоким содержанием АСВ обладает композиция ПАБС+БП при соотношении 1:1 и массовой концентрации в нестабильном бензине 0,5 %; при разрушении АСПО с высоким содержанием твердых парафиновых углеводородов более эффективной является композиция СПТ+БП с соотношением компонентов 9:1 и концентрацией в нестабильном бензине 5,0 %.

Asfaltene-sludgy-paraffin deposits composition and its influence on the action efficiency of unstable petrol with additives of different functional purposes are investigated. It is proved that the composition, consisting of polyalkylbenzene resin and blockcopolymer in the ratio 1:1 and concentration in unstable petrol 0,5 %, has the best washability when destructing asphaltene-sludgy-paraffin deposits with a high content of asphaltene-sludgy substance. When destructing asphaltene-sludgy-paraffin deposits with a high content of hard paraffin hydrocarbons the composition, consisting of hard pyrolysis resin and blockcopolymer in the ratio 1:9 and concentration in unstable petrol 5,0 %.

образцах АСПО изменяется в широких пределах. Так, максимальное массовое содержание минеральной части, равное 21,50 %, имеет место в образце АСПО НГДУ Елховнефть, минимальное (1,09 %) — в АСПО скв. 20192 НГДУ Альметьевскнефть. Минеральная часть АСПО представлена частицами горных пород различной степени дисперсности (песок), оксидами металлов и продуктами механического износа оборудования. Значительные колебания отмечаются и в содержании других групповых компонентов. Так, для асфальтенов содержание в АСПО изменяется от 8,02 % в скв. 20192 НГДУ Альметьевскнефть до 96,73 % в скв. 10809 НГДУ Альметьевскнефть; смол — от 3,50 % в НГДУ Альметьевскнефть, кольцо наружное, до 52,51 % в скв. 112 Нижнесортымского месторождения, глуби-

Состав асфальтено-смолопарафиновых отложений

| Номер образца | Наименование образца АСПО | Массовое содержание, % | | | | |
|---------------|--|------------------------|------------|----------|-------|--------|
| | | Минеральная часть | Асфальтены | Парафины | Смолы | Потери |
| | НГДУ Альметьевскнефть, глубина 1500 м | | | | | |
| 1а | Кольцо наружное | 2,30 | 55,00 | 37,23 | 3,50 | 1,30 |
| 1б | Кольцо среднее | 6,40 | 49,00 | 31,18 | 10,10 | 2,70 |
| 1с | Кольцо пристеночное | 5,80 | 54,50 | 26,37 | 10,67 | 2,70 |
| 2 | Скв. 10111 | 4,60 | 35,97 | 27,54 | 30,69 | 1,20 |
| 3 | Скв. 8187 | 5,85 | 31,33 | 41,08 | 19,87 | 1,20 |
| 4 | Скв. 10857 | 3,05 | 48,57 | 45,44 | 2,64 | 1,87 |
| | Скв. 20192 | | | | | |
| 5 | Глубина 0 м | 1,32 | 8,02 | 71,97 | 16,97 | 1,72 |
| 6 | Глубина 980 м | 1,09 | 28,93 | 33,88 | 31,97 | 4,13 |
| 7 | Скв. 2346 | 4,91 | 43,64 | 32,00 | 13,36 | 6,09 |
| 8 | Скв. 10809 | 0,11 | 96,73 | 0,92 | 0,16 | 2,00 |
| 9 | Скв. 10012 | 2,25 | 73,68 | 7,41 | 11,56 | 5,10 |
| 10 | Скв. 34121 | 20,13 | 43,43 | 9,11 | 15,97 | 11,30 |
| 11 | Скв. 11256 | 6,86 | 46,92 | 22,24 | 23,81 | 0,17 |
| 12 | Скв. 550, глубина 10 м | 10,00 | 12,00 | 64,80 | 11,08 | 2,12 |
| 13 | Скв. 413 | 12,30 | 35,50 | 36,10 | 11,30 | 4,80 |
| | Нижнесортимское месторождение скв. 112 | | | | | |
| 14 | Глубина 1300 м | 4,00 | 32,12 | 25,90 | 35,98 | 2,00 |
| 15 | Глубина 1500 м | 2,00 | 19,90 | 20,44 | 52,51 | 5,15 |
| | ОАО "Сургутнефтегаз", Яун-Лоренское месторождение, скв. 1368 | | | | | |
| 16 | Глубина 0 м | 20,10 | 9,90 | 59,78 | 8,10 | 2,12 |
| 17 | Глубина 100 м | 15,70 | 29,00 | 37,62 | 11,78 | 5,90 |
| 18 | Глубина 250 м | 16,40 | 32,90 | 20,90 | 21,90 | 7,90 |
| 19 | Глубина 600 м | 12,79 | 31,68 | 11,50 | 40,90 | 3,13 |
| 20 | НГДУ Аксдобанефть | 1,72 | 37,71 | 25,92 | 26,22 | 8,43 |
| 21 | АО "Палазнефть" | 10,00 | 12,00 | 64,80 | 11,20 | 2,00 |
| 22 | НГДУ Нурлатнефть, глубина 1200 м | 2,34 | 22,40 | 38,45 | 35,37 | 1,44 |
| 23 | НГДУ Елховнефть, глубина 280 м | 21,50 | 41,53 | 7,10 | 32,10 | 0,00 |

на отбора 1500 м; парафинов — от 7,10 % в НГДУ Елховнефть до 71,97 % в скв. 20192 НГДУ Альметьевскнефть, глубина отбора 0 м.

Наблюдаются отличия в составе АСПО, отобранных на одном уровне, но на разном расстоянии от поверхности металла (АСПО № 1а, 1б, 1с НГДУ Альметьевскнефть). Образец 1а отобран на расстоянии 30 мм, образец 1б — в 20 мм от стенки трубы, а образец 1с отобран из пристеночного слоя. Данные свидетельствуют о том, что чем ближе к поверхности металла, тем больше в составе АСПО асфальтено-смолистых веществ (АСВ) и меньше парафиновых углеводородов. Это, с одной стороны, связано с влиянием адсорбции металла, а с другой — генезисом отложений. Решающую роль при этом играют полярные поверхностно-активные компоненты нефти, прежде всего, АСВ и асфальтогенные кислоты, которые адсорбируются на поверхности труб и образуют первичный пристеночный слой. После формирования пристеночного слоя адгезия основной массы кристаллов парафина осуществляется не к поверхности трубы, а к уже сформировавшемуся слою (содержание парафинов во внешнем слое максимальное, а механических примесей минимальное). Естественно, процесс образования АСПО достаточно сложен и зависит также от содержания масляных компонентов АСПО, аутогезионного взаимодействия асфальтенов, смол и парафинов между собой, теплопроводности первичного слоя и т. д.

Существенную роль в формировании АСПО играет и глубина, на которой происходит формирование отложений. Известно, что максимальное количество отложений накапливается у устья скважины. С увеличением глубины отбора количество отложений уменьшается. Таким образом, по составу АСПО, отобранных на различной глубине, также можно проследить генезис отложений. Результаты показывают, что на глубине более 1000 м в составе АСПО больше АСВ по сравнению с парафинами. Естественно, асфальтены сами по себе не могут образовывать достаточно прочный слой на поверхности металла вследствие своей подвижности и коллоидного состояния, поэтому в составе АСВ преобладают смолы, которые являются "клеящим" агентом. Механические примеси на таких глубинах практически не участвуют в формировании отложений (массовое содержание их не превышает 4...5 %). С уменьшением глубины отложений наблюдается тенденция снижения в составе АСПО содержания АСВ и увеличения количества механических примесей и твердых парафинов (см. табл. 1). При этом образующиеся поверхностные АСПО обладают большей структурной прочностью за счет накопления в их составе перезинов. Об этом свидетельствует температура плавления углеводородов, выделенных из АСПО, отобранных на различной глубине. По всей видимости, чем ближе к устью скважины, тем больше в составе АСПО перезинов. В глубинных АСПО в большей

степени накапливаются твердые парафины нормального строения. Так, температура плавления парафинов, выделенных из АСПО, отобранных на глубине: 1500 м (АСПО № 15) — 56 °С, (АСПО № 1) — 63 °С; 1300 м (АСПО № 14) — 63 °С; 1200 м (АСПО № 22) — 68 °С; 10 м (АСПО № 12) — 78 °С; 0 м (АСПО № 5) — 83 °С. Температура плавления определена по температуре каплепадения [3].

Чаще всего для удаления АСПО широкого группового состава с НКТ и другого нефтепромыслового оборудования используют углеводородные реагенты серии СНПХ, Нефрас, Стабикар [2, 4] и различные прямогонные нефтяные фракции: бензиновые, керосино-газойлевые и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ). Прямогонные нефтяные фракции обладают более низкой эффективностью по сравнению с остальными растворителями, которые содержат значительное количество ароматических углеводородов, но они значительно дешевле последних. Поэтому с целью повышения эффективности отмыва АСПО в прямогонные нефтяные фракции вводят различные присадки, усиливающие диспергирующую, растворяющую и сольватирующую функцию базовых растворителей.

На территории Татарстана и, в частности в НГДУ Азнакаевскнефть в качестве углеводородной основы композитов, применяемых для обработки призабойной зоны и подземного нефтепромыслового оборудования, используют нестабильный бензин (НБ), получаемый на установке комплексной подготовки нефти (УКПН) со следующими физико-химическими характеристиками:

| | |
|---|--------|
| Плотность, г/см ³ | 0,7177 |
| Показатель преломления N ^d ₂₅ | 1,4003 |
| Молекулярная масса | 114,7 |
| Фракционный состав, °С: | |
| НК | 41 |
| 98 % отгона | 206 |
| Массовое содержание углеводородов, %: | |
| Парафиновых | 81,09 |
| Нафтенowych | 15,74 |
| Ароматических | 3,17 |

Для усиления растворяющей и сольватирующей способности к НБ добавляют концентраты ароматических углеводородов: полиалкилбензолную смолу (ПАБС); смолу пиролизную тяжелую (СПТ); термогазойль (ТГ) каталитического крекинга. Для усиления детергентно-диспергирующего действия — выпускаемые отечественной промышленностью неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ) с ГЛБ > 15 и, в частности, азотосодержащий блоксополимер (БП) оксида этилена и оксида пропилена с молекулярной массой ~ 5000. Однако эффективность действия таких композитов в зависимости от состава разрушаемых АСПО различная. Поэтому представляет интерес изучение влияния концентрации и соотношения компонентов присадок к НБ на их эффективность при удалении АСПО различного группового состава.

Оценку эффективности действия композитов на основе НБ осуществляли в статических условиях по методике НПО "Нефтепромхим" [4]. Образец АСПО

нагревали до температуры размягчения, тщательно перемешивали и формировали в виде цилиндра 12×20 мм. Далее его охлаждали и помещали в заранее взвешенную корзиночку из латунной (стальной) сетки с размером ячейки 1,5×1,5 мм. Размер корзиночки 70×15×15 мм. Корзиночку с навеской АСПО взвешивали и помещали в стеклянную герметичную ячейку, куда наливали изучаемый растворитель объемом 100 мл. Температура эксперимента 30 °С. По истечении 4 ч корзиночку с оставшейся неразрушенной частью АСПО вынимали и высушивали до постоянного веса. Разрушавшуюся, но нерастворившуюся часть АСПО, выпавшую из корзиночки в ячейку, отфильтровывали, высушивали до постоянного веса и взвешивали. По результатам эксперимента определяли массу остатка АСПО в корзиночке, на фильтре по отношению к массе взятого на анализ исходного образца АСПО и по разнице определяли массу растворившейся части АСПО. Погрешность эксперимента 10 %. Моющую способность композита оценивали по разнице между количеством АСПО, взятого на анализ, и остатком АСПО в корзиночке. Растворяющую способность оценивали по количеству АСПО, создавшего с растворителем истинный раствор. Диспергирующую способность растворителя оценивали по количеству АСПО, осевшего на фильтре.

Анализ эффективности действия таких композитов показывает, что с увеличением АСВ в составе АСПО, и соответствующим снижением содержания парафинов моющая способность композитов с ТГ или СПТ увеличивается (рис. 1). Номера на рис. 1 соответствуют номерам АСПО в табл. 1. При этом зависимости в целом, носят прямолинейный характер. Для НБ с БП наблюдается обратная зависимость. Большой эффект от его применения наблюдается при разрушении АСПО с высокой концентрацией твердых парафинов и низким содержанием АСВ. БП, обладая расклинивающим действием, способен в основном разрушать конгломераты парафинов на более мелкие фрагменты с последующим их частичным растворением, а АСВ (прежде всего, асфальтены) переводить в коллоидное состояние. Об этом свидетельствуют результаты растворимости АСВ и твердых парафинов, выделенных из раствора АСПО в чистом НБ и НБ с присадкой БП. Массовая концентрация БП в НБ 0,5 %. Результаты показывают, что при введении БП усиливается растворимость не только твердых парафинов, но и АСВ (рис. 2). Увеличение растворимости АСВ связано, по всей видимости, с действием мицеллярного раствора БП в НБ, т. е. эффектом солубилизации, когда дополнительная растворимость происходит за счет проникновения во внутреннюю область обратных мицелл полярных частиц асфальтено-смолистых веществ. Существование мицеллярного раствора БП в НБ подтверждено изучением изотермы поверхностного натяжения при 20 °С и определением массовой критической концентрации (%) мицеллообразования (ККМ). ККМ БП в НБ при 20 °С составляет 0,003...0,008 %.

Таким образом, эффективность действия НБ с индивидуальными присадками существенным обра-

зом зависит от состава АСПО. Большой эффект при разрушении и растворении АСПО широкого группового состава будет наблюдаться при использовании композиционных присадок из-за неаддитивного (синергетического) изменения их свойств. Результаты анализа эффективности показывают, что композиционные присадки БП+ПАБС; БП+ТГ и БП+ТПС в НБ обладают положительным синергетическим эффектом изменения моющей способности. На АСПО-20 асфальтено-смолистого основания (массовое содержание АСВ 63,93 %, см. табл. 1) большей эффективностью обладают композиционные присадки ПАБС+БП и СПТ+БП при равном соотношении компонентов присадок и общей массовой концентрации 0,5 % (рис. 3—6). Увеличение концентрации присадок с 0,5 до 7 % приводит к снижению эффективности их действия. При этом максимальным моющим действием обладает композиция ПАБС+БП. С увеличением в составе АСПО количества парафиновых углеводородов наблюдается несколько иная зависимость. Для АСПО-5 парафинистого основания (содержание парафинов 71,97 %, см. табл. 1) максимальной эффективностью действия обладают композиционные присадки ПАБС+БП и СПТ+БП в соотношении 9:1. При этом с увеличением общей массовой концентрации присадок с 0,5 до 5 % моющая способность растворов возрастает (см. рис. 3—5). Такое поведение растворов при разрушении АСПО парафинистого основания (АСПО-5) связано с образованием новой ассоциативной структуры мицеллярного раствора [5]. По всей видимости, ассоциаты в таких растворах состоят из внутреннего ядра, сформированного из БП и внешней оболочки молекул ПАБС или СПТ. В условиях ассоциативного состояния в молекулах ПАБС (СПТ) наблюдается перераспределение заряда за счет взаимодействия с молекулами БП, т. е. они обладают большей избыточной поверхностной энергией и соответственно большей поверхностной активностью по отношению к АСВ отложений. При концентрации присадок, превышающей 5 %, происходит нарастание поверхностных слоев мицеллы молекулами ПАБС или СПТ, которые обладают меньшей поверхностной активностью вследствие слабого сродства с ядром мицеллы и соответственно меньшим эффектом взаимодействия с АСВ отложений. Кроме того, при концентрации присадок более 5 % происходит их адсорбция на поверхности АСПО, а образующийся полимолекулярный слой в условиях статического режима препятствует проникновению к поверхности АСПО молекул растворителя. Этим

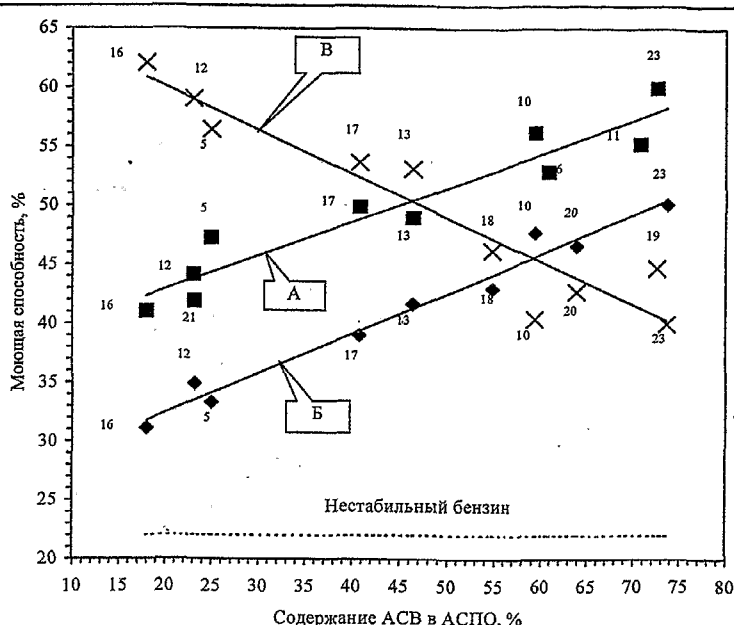


Рис. 1. Зависимость моющей способности НБ с присадкой (А — СПТ; Б — термогазойль; В — неанол) от содержания в АСПО АСВ. Массовая концентрация присадки 0,5 %. Температура эксперимента 35 °С, время 3 ч

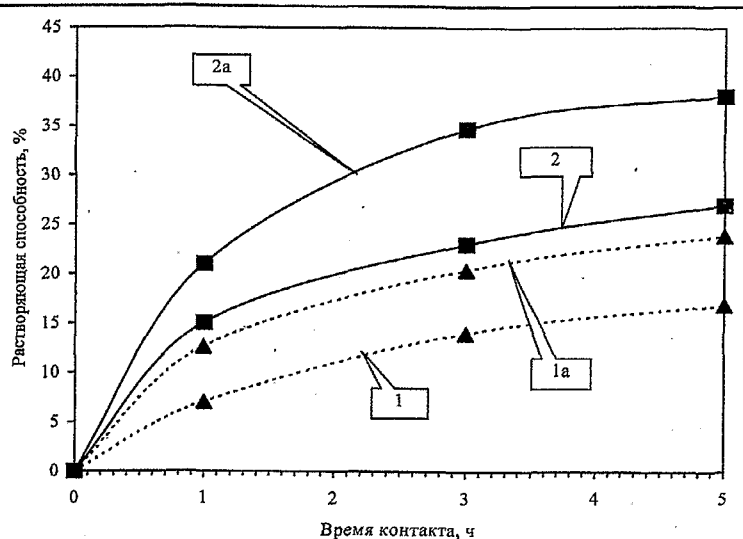


Рис. 2. Растворимость АСВ в НБ (1) и НБ+БП (1а); парафинов в НБ (2) и НБ+БП (2а). Массовая концентрация БП в НБ 0,5 %. Температура эксперимента 35 °С, время контакта 4 ч

можно объяснить снижение эффективности действия растворов при массовой концентрации 7 %.

Таким образом, действие присадок ПАБС+БП и СПТ+БП в соотношении 9:1 на АСПО парафинистого основания (АСПО-5) связано, прежде всего, с усилением растворимости АСВ отложений, являющихся цементирующим агентом крупных конгломератов твердых парафинов АСПО. При этом разрушающаяся часть АСПО, состоящая в основном из твердых парафинов, подвергается растворению в меньшей степени. Об этом свидетельствуют экспериментальные данные, представленные в табл. 2. По сравнению с АСПО асфальтено-смолистого основания (АСПО-20) диспергирующая способность растворов

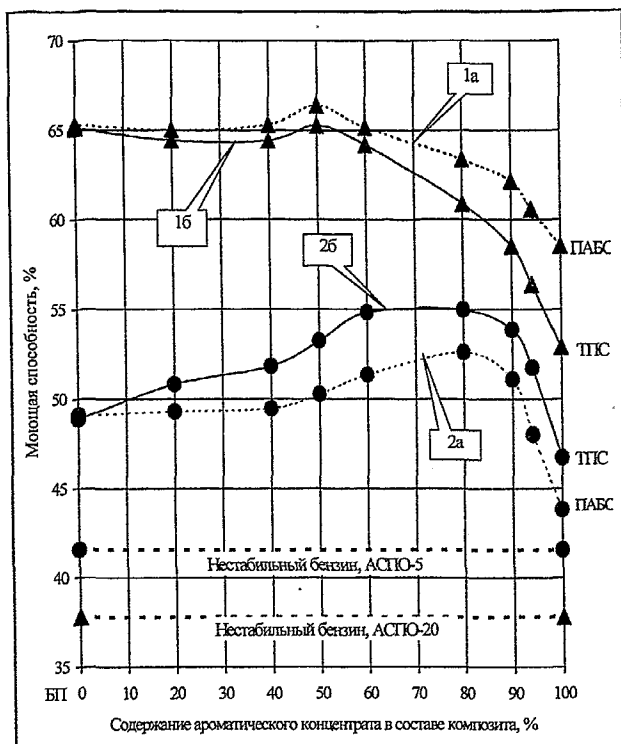


Рис. 3. Зависимость мощней способности композитов БП+ПАБС (1а, 2а), БП+ТПС (1б, 2б) от соотношения компонентов. Концентрация композитов в НБ 0,5 %. Температура экспериментов — 30 °С: 1 — АСПО-20; 2 — АСПО-5

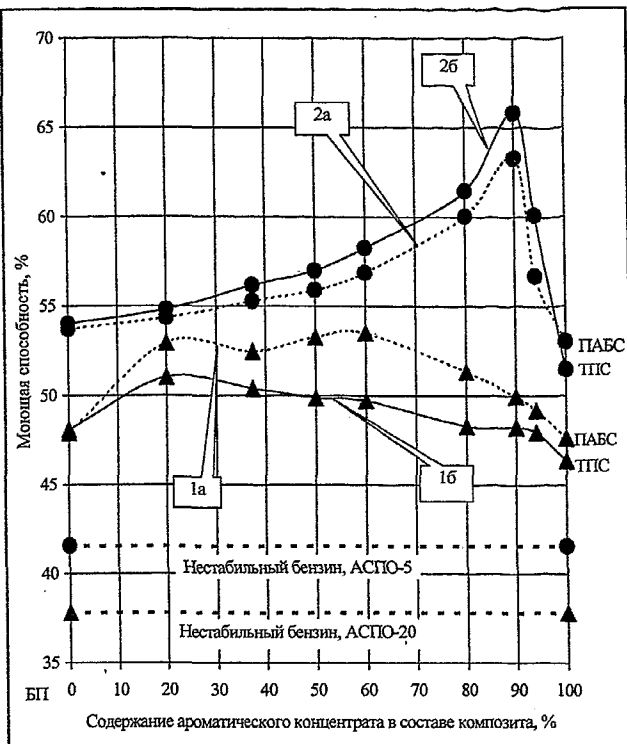


Рис. 5. Зависимость мощней способности композитов БП+ПАБС (1а, 2а) и БП+ТПС (1б, 2б) от соотношения компонентов. Концентрация композитов в НБ 5,0 %. Температура экспериментов — 30 °С: 1 — АСПО-20; 2 — АСПО-5

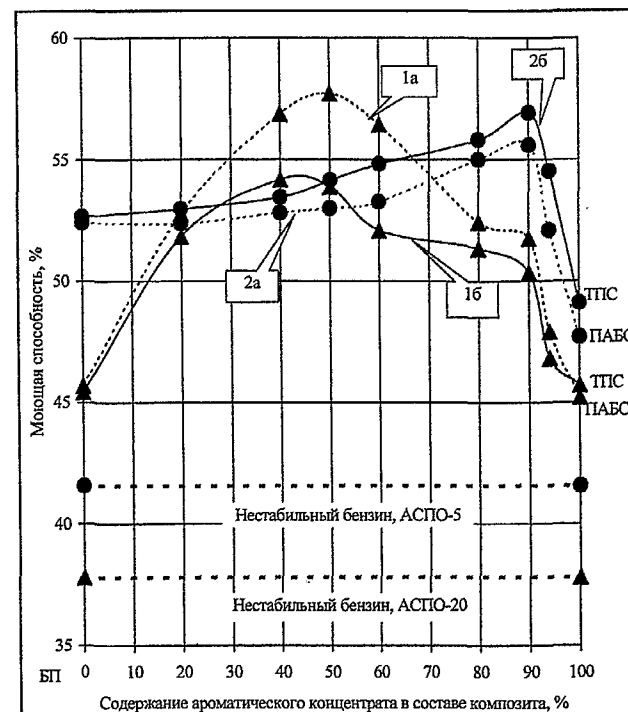


Рис. 4. Зависимость мощней способности композитов БП+ПАБС (1а, 2а) и БП+ТПС (1б, 2б) от соотношения компонентов. Концентрация композитов в НБ 3,0 %. Температура экспериментов — 30 °С: 1 — АСПО-20; 2 — АСПО-5

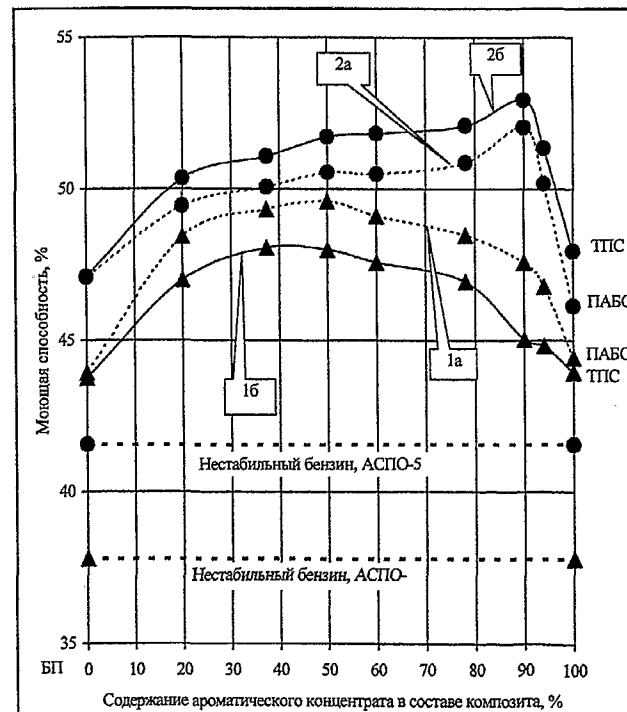


Рис. 6. Зависимость мощней способности композитов БП+ПАБС (1а, 2а) и БП+ТПС (1б, 2б) от соотношения компонентов. Концентрация композитов в НБ 7,0 %. Температура экспериментов — 30 °С: 1 — АСПО-20; 2 — АСПО-5

Экспериментальные данные о растворимости АСПО-20 и АСПО-5

| Присадка | | Диспергирующая способность | | Остаток АСПО в корзиночке, % | Растворяющая способность* | | Моющая способность, % |
|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------------|---|------------------------------|---|--|-----------------------|
| Компоненты и их соотношение | Концентрация в растворителе, % | Количество АСПО на фильтре, % | Количество парафинов в диспергированной части АСПО, % | | Количество АСПО, перешедшего в раствор, % | Содержание АСВ в составе растворившегося АСПО, % | |
| АСПО-20 | | | | | | | |
| НБ | | 6,26 | 38,37 | 62,20 | 31,54 | 34,90 | 37,80 |
| ПАБС | 0,5 | 16,79 | | 40,94 | 42,27 | | 59,06 |
| | 3,0 | 12,17 | | 54,72 | 33,11 | | 45,28 |
| | 5,0 | 13,23 | | 51,77 | 35,00 | | 48,23 |
| | 7,0 | 15,90 | | 56,05 | 28,05 | | 43,95 |
| ТПС | 0,5 | 14,24 | | 46,12 | 39,64 | | 53,88 |
| | 3,0 | 12,78 | | 53,53 | 33,69 | | 46,47 |
| | 5,0 | 13,09 | | 53,83 | 33,08 | | 46,17 |
| | 7,0 | 15,90 | | 56,95 | 27,05 | | 43,05 |
| БП | 0,5 | 18,36 | | 34,83 | 46,81 | | 65,17 |
| | 3,0 | 12,47 | | 54,72 | 32,81 | | 45,28 |
| | 5,0 | 11,01 | | 53,10 | 35,89 | | 46,90 |
| | 7,0 | 13,56 | | 56,33 | 30,11 | | 43,67 |
| БП+ПАБС (1:1) | 0,5 | 15,42 | 18,87 | 33,04 | 51,54 | 43,12 | 66,96 |
| | 3,0 | 9,18 | 20,90 | 42,83 | 47,99 | 46,90 | 57,17 |
| | 5,0 | 12,45 | 21,81 | 45,19 | 42,36 | 41,23 | 54,81 |
| | 7,0 | 13,78 | 18,23 | 50,20 | 36,02 | 47,90 | 49,80 |
| БП+ТПС (1:1) | 0,5 | 12,35 | 17,98 | 34,61 | 53,04 | 48,12 | 65,39 |
| | 3,0 | 10,23 | 18,30 | 45,50 | 44,27 | 49,90 | 54,50 |
| | 5,0 | 12,77 | 16,45 | 48,50 | 38,73 | 48,90 | 50,45 |
| | 7,0 | 14,54 | 20,90 | 52,87 | 32,59 | 43,34 | 47,13 |
| АСПО-5 | | | | | | | |
| НБ | | 5,32 | 42,98 | 58,22 | 36,46 | 38,90 | 41,78 |
| ПАБС | 0,5 | 12,03 | | 55,38 | 31,99 | | 44,62 |
| | 3,0 | 11,09 | | 51,87 | 37,04 | | 48,13 |
| | 5,0 | 12,34 | | 46,78 | 40,88 | | 53,22 |
| | 7,0 | 16,90 | | 53,02 | 30,08 | | 46,98 |
| ТПС | 0,5 | 13,09 | | 53,88 | 33,03 | | 46,12 |
| | 3,0 | 14,52 | | 50,19 | 35,29 | | 49,81 |
| | 5,0 | 15,01 | | 47,92 | 37,07 | | 52,08 |
| | 7,0 | 17,90 | | 52,98 | 29,12 | | 47,02 |
| БП | 0,5 | 10,23 | | 50,55 | 39,22 | | 49,45 |
| | 3,0 | 13,56 | | 47,17 | 39,27 | | 52,83 |
| | 5,0 | 13,79 | | 45,24 | 40,97 | | 54,76 |
| | 7,0 | 12,98 | | 53,01 | 34,01 | | 46,99 |
| БП+ПАБС (1:9) | 0,5 | 17,01 | 62,89 | 55,98 | 27,01 | 53,78 | 44,02 |
| | 3,0 | 16,89 | 69,45 | 44,17 | 38,94 | 58,93 | 55,83 |
| | 5,0 | 21,23 | 58,71 | 36,78 | 41,99 | 63,45 | 63,22 |
| | 7,0 | 23,45 | 60,23 | 46,77 | 29,78 | 61,31 | 53,23 |
| БП+ТПС (1:9) | 0,5 | 16,97 | 63,90 | 52,99 | 30,04 | 59,90 | 47,01 |
| | 3,0 | 17,55 | 71,21 | 42,18 | 40,27 | 57,23 | 57,82 |
| | 5,0 | 25,89 | 67,25 | 33,96 | 40,15 | 57,91 | 66,04 |
| | 7,0 | 26,91 | 61,01 | 33,96 | 39,13 | 62,01 | 54,72 |

* Определение содержания парафинов и АСВ в диспергированной и растворившейся части АСПО проводили с применением колоночной хроматографии на силикагеле марки АСК. В качестве элюента использовали *n*-гексан.

присадок ПАВС+БП и ТПС+БП в соотношении 9:1 на АСПО-5 выше примерно в 1,3...1,6 раза, а растворяющая способность несколько уменьшилась. Содержание АСВ в составе растворившейся части АСПО-5 (без НБ) больше в 1,7 раза, а содержание твердых парафинов в составе АСПО-5 (без НБ), подвергшихся диспергированию, выше примерно в 3 раза по сравнению с АСПО-20.

ЛИТЕРАТУРА

1. Предотвращение отложения парафина и асфальто-смолистых веществ в добыче нефти на месторождениях

с различными геолого-физическими условиями / Ю. В. Шамрай, В. И. Гусев, В. А. Покровский и др. — М., 1987. — 58 с.
 2. Шамрай Ю. В., Шакирзянов Р. Г., Лисицына М. Н. Композиционные составы углеводородных растворителей для ОПЗ и удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования // Нефт. хоз-во. — 1998. — № 2. — С. 51—53.
 3. Рыбак М. С. Анализ нефти и нефтепродуктов. — М.: ГНТИНГТЛ, 1962. — 888 с.
 4. Эффективность применения растворителей асфальто-смолопарафиновых отложений в добыче нефти / С. Н. Головкин, Ю. В. Шамрай, В. И. Гусев и др. — М.: ВНИИОЭНГ, 1985. — 38 с.
 5. Шукин Е. Д., Перцев А. В., Амелина Е. А. Коллоидная химия. — М.: Изд-во Моск. ун-та, 1982. — 348 с.