

УДК 665.7.038 : 622.245.142 (045)

## Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов

С.Р. Деркач<sup>1</sup>, Г.И. Берестова<sup>1</sup>, Т.А. Мотылева<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Технологический факультет МГТУ, кафедра химии

<sup>2</sup> Естественно-технический факультет МГТУ, кафедра механики сплошных сред и морского нефтегазового дела

**Аннотация.** Проведено исследование поверхностно-активного реагента комплексного действия ПКД-515, в состав которого в качестве неионного ПАВ входит неонол АФ 9-12 – оксипропилированный моноалкилфенол на основе тримеров пропилена. Показано, что ПКД-515 не взаимодействует с пластовыми водами, проявляет деэмульгирующие свойства, эффективно снижает межфазное натяжение до сверхнизких значений, незначительно адсорбируется на керне. Исследовано влияние ионной силы и природы электролита на поверхностные свойства ПАВ. Найдены концентрации ПАВ и разработана рецептура жидкости перфорации для вторичного вскрытия продуктивных пластов на основе поверхностно-активного реагента комплексного действия ПКД-515 и водного раствора хлорида калия. Исследования разработанной жидкости перфорации показали ее высокую ингибирующую способность по отношению к глинистым материалам пласта, совместимость с пластовым флюидом и фильтратом бурового раствора. Испытания на Песчаноозерском месторождении показали высокую эффективность используемых ПАВ: повышение дебита, сокращение сроков освоения скважины и снижение величины скин-эффекта.

**Abstract.** A complex study of surface-active substance SCA-515 containing Neonol AF 9-12 – oxyethylated monoalkylphenol as a nonionic surfactant has been performed. It is shown that the SCA-515 does not interact with the deposit water, shows demulsifying properties, reduces the interfacial tension to ultralow values, adsorbs slightly on the core. The effects of ionic strength and nature of electrolyte on the surface properties of surfactant have been studied. The composition of the punching liquid for secondary access technologies based on the surface-active substance SCA-515 and an aqueous solution of potassium chloride has been found. Researches of the designed punching fluid have shown its high inhibitory ability, compatibility with formation fluid and mud filtrate. Industrial (Peschanoozerskoe field) tests have shown high efficiency of surfactants: flow rates increasing, the term reduction of well development and decrease of skin effect.

**Ключевые слова:** буровые растворы, поверхностно-активные вещества, нефтедобыча, жидкость перфорации

**Key words:** drilling fluids, surface-active reagents, surfactants, oil production, perforation fluid

### 1. Введение

Анализ практики нефтедобычи и результатов научных исследований убедительно показывает, что потенциальная продуктивность скважин прямо связана с качеством работ при их заканчивании. В последние годы при освоении нефтяных месторождений все чаще разбуриваются площади со сложными геолого-техническими условиями, при этом продуктивные горизонты имеют низкие коллекторские свойства и аномально низкие пластовые давления, что предопределяет повышенные требования к выбору технологий заканчивания и, в частности, к вопросам первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов.

При разработке нефтяных месторождений в процессах первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, а также глушения, ремонтных работ в скважинах и при их эксплуатации постепенно ухудшаются коллекторные (фильтрационно-емкостные) свойства призабойной зоны пласта (Измухамбетов и др., 2004; Бабаян, 2005; Булатов и др., 1998).

Основной причиной повреждения (загрязнения) продуктивных пластов является последовательное проникновение в пласт технологических жидкостей на водной основе – фильтратов бурового, тампонажного растворов и жидкости перфорации. Как показали исследования, в наибольшей степени проницаемость пород-коллекторов снижается под действием фильтрата бурового раствора (Городнов, 1985; Рябченко, 1990). Причины снижения проницаемости пластов в зоне проникновения фильтратов технологических жидкостей многообразны (Амиян, Уголев, 1970). К ним относятся:

- набухание глинистых минералов, содержащихся в пласте;
- образование эмульсий при частичном вытеснении пластового флюида;

- поровое давление из-за высокого поверхностного натяжения на границе раздела "фильтрат – пластовый флюид";
- химическое взаимодействие фильтрата с пластовой жидкостью, а также фильтратов разных растворов (бурового, тампонажного, жидкости перфорации) между собой.

Проникновение фильтратов в пласт может происходить не только под действием перепада давления "скважина – пласт", но и под действием капиллярного давления в случае, когда стенки поровых каналов гидрофильны. Очевидно, что капиллярное давление, способствуя проникновению фильтрата в пористую среду, препятствует его вытеснению из пор пласта при эксплуатации, блокируя часть пор и тем самым снижая проницаемость пористой среды. Кроме того, может происходить образование водонефтяных эмульсий, препятствующих движению пластового флюида.

Величина капиллярного давления (*Дерягин и др.*, 1989), в соответствии с формулой Лапласа, равна:

$$P_K = 2\sigma \cdot \cos \Theta / r,$$

где  $\sigma$  – межфазное натяжение,  $\Theta$  – угол смачивания,  $r$  – радиус капилляра.

Для облегчения выноса продуктов проникновения из призабойной зоны и улучшения условий фильтрации нефти необходимо понизить капиллярное давление.

Следовательно, для достижения качественного вскрытия нефтяных пластов необходимо уменьшить величину поверхностного натяжения на границе "фильтрат раствора – пластовый флюид", применяя поверхностно-активные вещества (ПАВ) (*Абрамзон и др.*, 1988; *Применение...*, 1970), и уменьшать смачивание поверхности водой и увеличивать смачивание поверхности углеводородом (увеличить угол смачивания), используя гидрофобизаторы (*Блажевич и др.*, 1966).

Наиболее радикальным средством недопущения загрязнения призабойной зоны пласта является использование в качестве технологических жидкостей при вскрытии продуктивных горизонтов растворов на углеводородной основе (*Кошелев и др.*, 2005). Однако вследствие высокой стоимости, повышенной опасности с точки зрения экологии, пожароопасности и по ряду других причин эти растворы имеют ограниченное применение. Расширяется применение обратных эмульсий в бурении и нефтепромысловой практике (*Глуценко и др.*, 2008).

Следует отметить, что в технологиях заканчивания скважин при первичном и вторичном вскрытии пласта наиболее широко используются технологические жидкости на водной основе (*Токунов, Саушин*, 2004; *Мамедов*, 1995). Снижение их отрицательного воздействия на естественные коллекторные свойства нефтеносного пласта достигается путем введения в состав неионных и анионных поверхностно-активных веществ (*Сидоровский*, 1978; *Яненко и др.*, 1987; *Бабаян*, 1996; *Карлей*, 1976; *Применение...*, 1966), при определенных условиях оптимальным является использование катионных ПАВ (*Петров и др.*, 2004). Применяемые при вскрытии и обработках пласта ПАВ должны удовлетворять следующим основным требованиям (*Бабаян*, 2005; *Бабаян*, 1996; *Применение...*, 1966):

- растворяться в пластовой и технической воде;
- обладать высокой поверхностной активностью, снижать межфазное натяжение на границе "фильтрат раствора – нефть" до  $3 \div 5$  мН/м, как минимум;
- незначительно адсорбироваться на поверхности пород;
- предотвращать набухание глинистых пород;
- приводить к гидрофобизации внутриворонной поверхности коллектора;
- предотвращать образование в призабойной зоне пласта эмульсии, а в случае образования – снижать ее устойчивость;
- не оказывать отрицательного влияния на свойства технологических жидкостей;
- не вступать в химическое взаимодействие с пластовыми флюидами и минералами коллектора с выпадением нерастворимых осадков;
- быть безопасными в работе, малотоксичными и не оказывать отрицательного воздействия на окружающую среду.

Очевидно, что из всего многообразия синтетических ПАВ все же сложно найти такие, которые удовлетворяли бы всем необходимым требованиям одновременно. Поэтому при разработке технологических жидкостей (буровых растворов, тампонажных растворов и жидкостей перфорации) выбирают ПАВ, удовлетворяющее более значимым требованиям; достаточно часто используют смеси ПАВ (*Карлей*, 1976; *Шерстнев и др.*, 1988).

Одним из определяющих этапов заканчивания скважин является вторичное вскрытие продуктивных пластов. Вторичное вскрытие состоит не только в образовании гидродинамической связи пласта со скважиной посредством перфорационных каналов, но и в преодолении негативных последствий первичного вскрытия и крепления скважины.

В данной работе авторы преследовали цель, существенно не изменяя технологические процессы перфорации за счет оптимального подбора химической обработки технологических растворов на водной основе, заметно снизить их негативное воздействие на продуктивные пласты и достичь сокращения сроков освоения и высоких дебитов безводной нефти. Одним из путей повышения продуктивности скважин является использование эффективной жидкости перфорации, позволяющей не только облегчить процесс освоения скважин после задавки пласта, но и частично восстановить коэффициент продуктивности.

В работе была поставлена задача по разработке рецептуры жидкости перфорации для повышения качества вторичного вскрытия пластов на основе водных растворов ПАВ комплексного действия в присутствии низкомолекулярных электролитов.

Апробация разработанной жидкости перфорации проводилась при вторичном вскрытии продуктивных пластов на Песчаноозерском месторождении.

Песчаноозерское месторождение по геологическому строению относится к сложным, невыдержанным по площади и размеру коллекторам порового типа с многочисленными мелкими залежами нефти и газа. Глубина залегания продуктивных горизонтов колеблется от 1300 до 1800 м, толщина коллекторов – от 1 до 15 м, пластовые давления близки к гидростатическому. Вещественный состав пород-коллекторов представлен в основном песчанистыми в различной степени глинизированными алевролитами с прослоями слабосцементированных песчаников. Помимо сложного минерального состава, породы отличаются значительным содержанием монтмориллонита в глинистом цементе, который имеет свойство набухать при соприкосновении с пресной водой, снижая при этом фильтрационную способность коллекторов. Открытая пористость коллекторов в среднем составляет 20-32 %, по проницаемости коллектора относится к среднепроницаемым.

## 2. Объекты и методы исследования

**Объекты исследования** – реагенты комплексного действия, в состав которых входят ПАВ:

- ПКД-515 (ТУ 39-05765670-ОП-211-95), разработанный ОАО НПО "Бурение". Реагент представляет собой композицию многофункциональных компонентов (нефрас, этилбензол, изопропанол, неонол АФ 9-12, лапрол 5003-2-15). В качестве неионного ПАВ в состав ПКД-515 входит неонол АФ 9-12 – оксиэтилированный моноалкилфенол на основе тримеров пропилена.
- "Сонбур-1101" (ТУ 2458-014-00151816-2001), добавка является продуктом взаимодействия сырых таловых масел с аминами и органическим растворителем.

### Методы

Поверхностное (на границе с воздухом) и межфазное (на границе с неполярной жидкостью) натяжение водных растворов поверхностно-активных реагентов определяли методом Вильгельми (*Русанов, Прохоров, 1994*).

Определение адсорбции поверхностно-активных реагентов (ПКД-515) из раствора на поверхности кернового материала проводили статическим методом. Удельную адсорбцию  $A$  вычисляли по формуле:

$$A = m_{\text{ПКД}} / m = (C_0 - C) V / m,$$

где  $m_{\text{ПКД}}$  – масса адсорбата (ПКД-515), адсорбировавшегося на керне;  $m$  – масса навески адсорбента (керна);  $C_0, C$  – концентрации растворов ПКД-515 до и после адсорбции, соответственно;  $V$  – объем раствора ПКД-515, взятый для адсорбции. Изотерму адсорбции описывали уравнением Фрейндлиха:

$$A = K \cdot C^n,$$

где  $A$  – удельная адсорбция;  $C$  – равновесная концентрация ПКД-515 (ПАВ) после адсорбции;  $K, n$  – константы.

Определение концентраций ( $C_0, C$ ) растворов ПКД-515 проводили методом Шенфельда (осаждение железистосинеродистой кислотой). Этот метод анализа неионных ПАВ в данном случае дает хорошие результаты, поскольку в состав реагента ПКД-515 в качестве основного активного компонента входит неионное ПАВ – оксиэтилированный алкилфенол (неонол АФ 9-12). Средняя относительная погрешность метода для аддуктов, содержащих более 9 оксиэтильных фрагментов, не превышает 5 % при доверительной вероятности 0.95.

Величину набухания бентоглинопорошка в растворах хлористого калия и хлористого кальция определяли с использованием усовершенствованного прибора Жигача-Ярова (*Петров и др., 2004*).

Совместимость жидкости перфорации с пластовым флюидом и фильтратом бурового раствора изучали фотометрическим методом (*Бенуэлл, 1985*) на спектрофотометре КФК-3.

Деэмульгирующую способность ПАВ определяли, исследуя устойчивость эмульсий (нефть/вода) в зависимости от концентрации дисперсной фазы (*Поздышев, 1982*).

### 3. Результаты исследования

#### Поверхностное и межфазное натяжение

Изотермы поверхностного (на границе с воздухом) и межфазного (на границе с углеводородом и нефтью) натяжения представлены на рис. 1. Проведенные эксперименты показали, что реагенты ПКД-515 и "Сонбур-1101", содержащие ПАВ комплексного действия, примерно одинаково снижают поверхностное натяжение воды до 31.0 мН/м в случае ПКД-515 и до 26.5 мН/м – в случае "Сонбур-1101" (рис. 1а). На межфазной границе с углеводородом (рис. 1б) наиболее эффективна добавка ПКД-515, которая понижает межфазное натяжение до сверхнизких значений  $\sigma < 1.5$  мН/м при  $C_{ПКД} \geq 0.3$  %. Необходимо отметить, что на границе вода/гептан  $\sigma = 50,85$  мН/м.

При этом поверхностная активность ПКД-515 составляет  $2.29 \cdot 10^{-2}$  Н·м<sup>2</sup>/кг, а поверхностная активность "Сонбур-1101" –  $1.37 \cdot 10^{-2}$  Н·м<sup>2</sup>/кг, что также свидетельствует о высокой эффективности ПКД-515 на межфазной границе с углеводородом.

В работе изучено также совместное влияние ПАВ – ПКД-515 и "Сонбур-1101" в их смешанных растворах – на понижение межфазного натяжения при широком варьировании соотношения компонентов. В качестве примера на рис. 2 представлены изотермы межфазного натяжения смесей ПАВ. Как видно из рис. 2а, межфазное натяжение смеси при постоянной концентрации добавки "Сонбур-1101" и изменении концентрации ПКД-515 от 0.05 до 0.4 % меняется незначительно, уменьшаясь от 4.2 до 1.0 мН/м. Эти значения соответствуют  $\sigma$  раствора ПКД-515 без добавки "Сонбур-1101". В то же время, как показано на рис. 2б, минимальное значение  $\sigma$ , равное 1.0-0.9 мН/м, достигалось практически во всех случаях при различных концентрациях "Сонбур-1101" и концентрации ПКД-515 от 0.2 до 0.4 %. Таким образом, межфазное натяжение смешанных водных растворов (ПКД-515 + "Сонбур-1101") определяется исключительно адсорбцией ПКД-515.

Дальнейшие исследования проводили с наиболее эффективным реагентом – ПКД-515 при его концентрации  $C \geq 0.2$  %. Использование ПКД-515 в качестве ПАВ, максимально понижающего поверхностное и межфазное натяжение, будет приводить к значительному понижению капиллярного

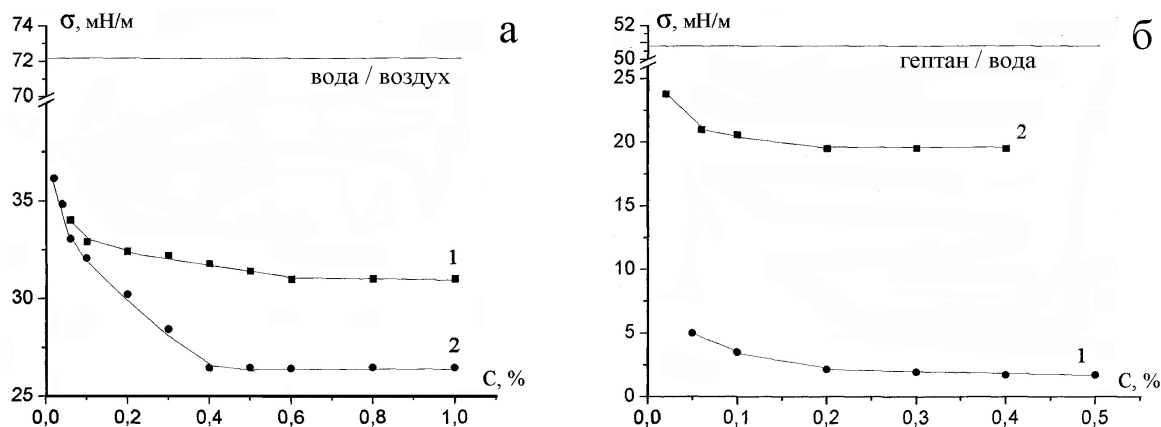


Рис. 1. Изотермы поверхностного натяжения на границе с воздухом (а) и межфазного натяжения на границе с гептаном (б) растворов ПАВ: ПКД-515 (1), "Сонбур-1101" (2) при  $t = 24^\circ\text{C}$

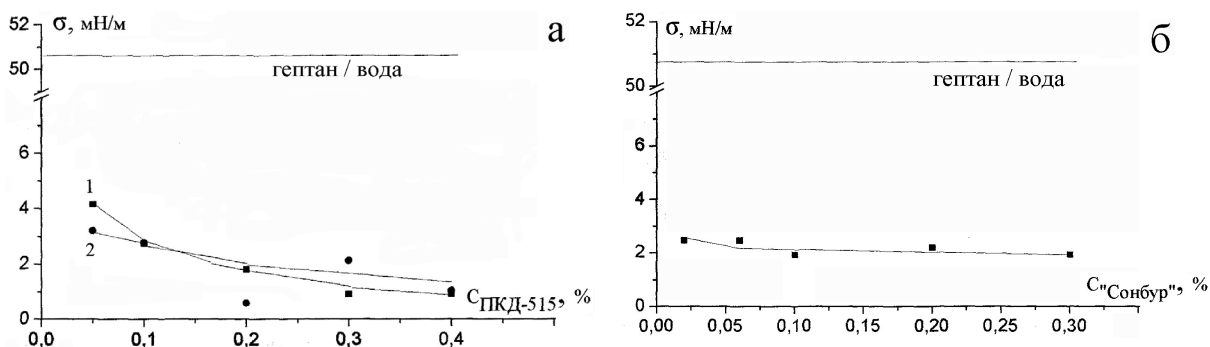
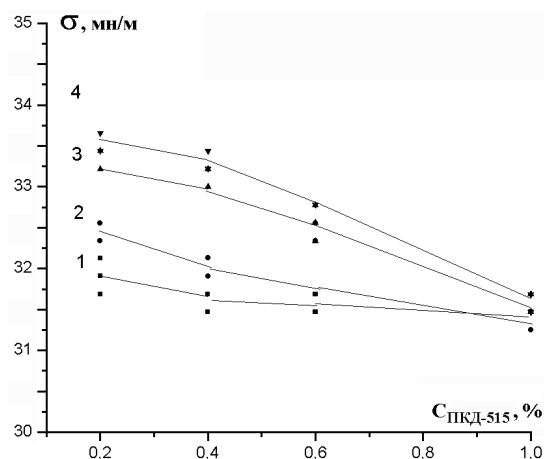


Рис. 2. Зависимость межфазного натяжения на границе с гептаном смешанных растворов ПКД-515 и "Сонбур-1101" от концентрации:  
 (а) ПКД-515 при постоянной концентрации "Сонбур-1101"  $C$ , %: 0.04 (1), 0.10 (2);  
 (б) "Сонбур-1101" при постоянной концентрации ПКД-515  $C_{ПКД-515} = 0.10$  %,  $t = 24^\circ\text{C}$

Рис. 3. Изотермы поверхностного натяжения (на границе с воздухом) растворов ПКД-515 в присутствии КСl при  $C_{КСl}$ : 8 % (1), 11 % (2), 14 % (3), 16 % (4),  $t = 22\text{ }^\circ\text{C}$



давления, что в свою очередь будет способствовать повышению проницаемости пористой среды нефтяного пласта при эксплуатации.

В состав жидкости перфорации входит низкомолекулярный электролит. Как известно, ионная сила оказывает определенное влияние на величину адсорбции ПАВ и поверхностное натяжение. Поэтому далее в работе исследовано понижение поверхностного и межфазного натяжения растворов ПКД-515 в присутствии  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{KCl}$ . Диапазон концентраций солей определялся величиной необходимой плотности  $\rho$  жидкости перфорации ( $\rho = 1.05\text{-}1.10\text{ г/см}^3$ ) и составлял для  $\text{CaCl}_2$  от 9 до 12 %, для  $\text{KCl}$  – от 8 до 16 % (Краткий справочник..., 1983).

На рис. 3 представлены значения поверхностного натяжения растворов ПКД-515 в присутствии хлорида калия. При увеличении концентрации  $\text{KCl}$ , как и следовало ожидать, поверхностное натяжение растворов несколько увеличивается при низких концентрациях ПКД-515 и практически не изменяется при высоких концентрациях ПКД-515. Так, например, при  $C_{ПКД} = 0.2\%$  поверхностное натяжение увеличивается от  $\sigma = 31.7\text{ мН/м}$  при  $C_{КСl} = 8\%$  до  $\sigma = 33.4\text{ мН/м}$  при  $C_{КСl} = 16\%$ . При высокой концентрации ПАВ  $C_{ПКД} = 1.0\%$   $\sigma = 31.2\text{ мН/м}$  и не меняется при изменении концентрации  $C_{КСl}$  в диапазоне от 8 до 16 %. Аналогичные результаты получены при исследовании поверхностного натяжения растворов ПКД-515 в присутствии хлорида кальция.

Измерено межфазное натяжение  $\sigma$  водного раствора ПКД-515 на границе с гептаном в присутствии  $\text{KCl}$  и  $\text{CaCl}_2$ . В присутствии минеральных солей растворы ПКД-515 также эффективно действуют на межфазной границе вода/углеводород, понижая межфазное натяжение до сверхнизких значений  $\sigma \leq 1.5\text{ мН/м}$ . При этом следует отметить, что в присутствии  $\text{KCl}$  межфазное натяжение понижается до  $0.5\text{ мН/м}$  при  $C_{ПКД} \geq 0.4\%$ , что несколько ниже по сравнению с  $\text{CaCl}_2$ , в присутствии которого  $\sigma$  максимально понижается до  $1.5\text{ мН/м}$  при  $C_{ПКД} \geq 0.6\%$ .

Таким образом, по результатам измерения поверхностного и межфазного натяжения наиболее перспективными с точки зрения использования в составе жидкостей перфорации являются растворы ПКД-515 в присутствии электролита  $\text{KCl}$ .

#### Адсорбция на керновом материале

Поверхностно-активные вещества адсорбируются из раствора на твердой поверхности скважины (Булатов и др., 1998), что приводит к уменьшению равновесной концентрации ПАВ в растворе и, соответственно, повышению поверхностного и межфазного натяжения на границе с углеводородом.

Влияние адсорбции ПКД-515 на керновом материале на понижение поверхностного и межфазного натяжения показано на рис. 4 и в таблице. Адсорбция ПКД-515 на керне при длительном (в течение 24 часов) контакте водного раствора ПКД с керном приводит к понижению содержания ПАВ в растворе и, следовательно, к повышению поверхностного натяжения (рис. 4). При низких концентрациях раствора  $C_{ПКД} = 0.4\%$  разница между значениями  $\sigma$  до и после адсорбции составляет  $\sim 4\text{ мН/м}$ . При высоких концентрациях  $C_{ПКД} = 1.0\%$  эта разница уменьшается в два раза и составляет  $\sim 2\text{ мН/м}$ .

Как видно из таблицы, при высоких концентрациях  $C_{ПКД} = 1.0\%$  разница между межфазным натяжением на границе вода/углеводород до и после адсорбции практически отсутствует и  $\sigma = 0.5\text{ мН/м}$ .

Таким образом, несмотря на то, что максимальное снижение межфазного натяжения раствора ПКД-515 в присутствии  $\text{KCl}$  достигается при  $C_{ПКД} = 0.4\%$ , концентрация ПКД-515 в жидкости перфорации должна быть выше и составлять  $\sim 0.8\text{-}1.0\%$ , что продиктовано необходимостью учета адсорбции ПАВ на керновом материале.

Рис. 4. Изотермы поверхностного натяжения (на границе с воздухом) растворов ПКД-515 в присутствии KCl ( $C_{KCl} = 11.0\%$ ) до адсорбции (1) и после адсорбции (2) ПКД-515 из раствора на керне. Время адсорбции 24 часа,  $t = 21\text{ }^\circ\text{C}$

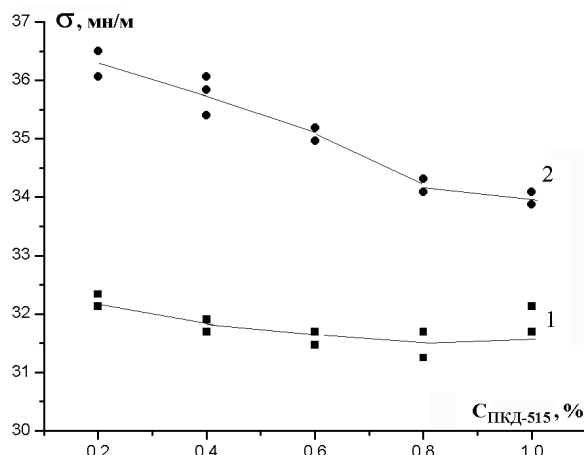


Рис. 5. Зависимость адсорбции ПКД-515 на керне от равновесной концентрации ПКД-515.

- 1 – раствор ПКД-515 без электролита;
- 2 – в присутствии  $\text{CaCl}_2$ ,  $C_{\text{CaCl}_2} = 9.0\%$ ;
- 3 – в присутствии KCl,  $C_{KCl} = 6.0\%$  (3).

Время адсорбции 24 часа,  $t = 22\text{ }^\circ\text{C}$

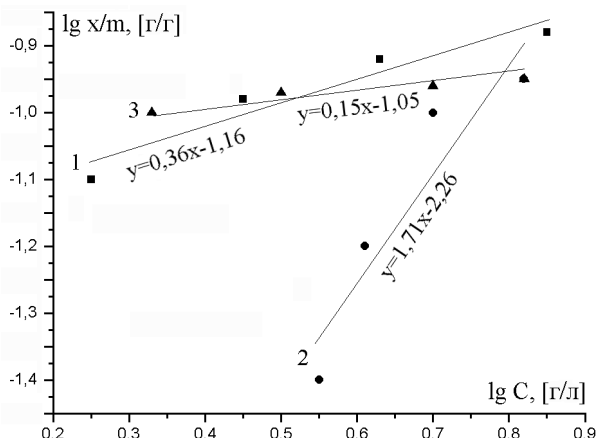


Таблица. Межфазное натяжение (на границе с гептаном) растворов ПКД-515 в присутствии KCl ( $C_{KCl} = 11.0 \div 16.0\%$ ) при разных концентрациях ПКД-515 до адсорбции и после адсорбции ПКД-515 на керне. Время адсорбции 24 часа,  $t = 21\text{ }^\circ\text{C}$

| $\sigma, \text{ мН/м}$ | $C_{ПКД-515}, \%$ |     |     |
|------------------------|-------------------|-----|-----|
|                        | 0.6               | 0.8 | 1.0 |
| до адсорбции           | 0.5               | 0.5 | 0.5 |
| после адсорбции        | 0.6               | 0.6 | 0.5 |

Определена удельная адсорбция ( $A$ ) поверхностно-активного компонента добавки ПКД-515 на керне Песчаноозерского месторождения. Керн по скважине № 18 Песчаноозерского месторождения (куст № 1 – западный участок), интервал отбора 1660-1670 м. Песчаник зеленовато-серый, от мелко- до среднезернистого, полимиктовый, глинистый, косослоистый, участками переходящий в алевропесчаник, на глинистом цементе, от крепкого до рыхлого, с 0.3 м прослоем (в 0.2 м от конца долбления) аргиллита темно-зеленовато-серого и темно-бурого оскольчатого, с резким запахом легкой нефти и редкими (по более крепким образцам породы) выпотами светлой нефти.

Полученные изотермы адсорбции представлены на рис. 5. Экспериментальные данные описаны уравнением Фрейндлиха следующего вида: в отсутствие электролита –  $A = 0.07 \cdot C^{0.4}$ , в присутствии  $\text{CaCl}_2$  ( $C_{\text{CaCl}_2} = 9.0\%$ ) –  $A = 0.005 \cdot C^2$ , в присутствии KCl ( $C_{KCl} = 6.0\%$ ) –  $A = 0.09 \cdot C^{0.2}$ . Уравнения регрессии достаточно хорошо описывают экспериментальные данные, коэффициенты достоверности аппроксимации близки к единице  $R^2 = 0.92 \div 0.99$ .

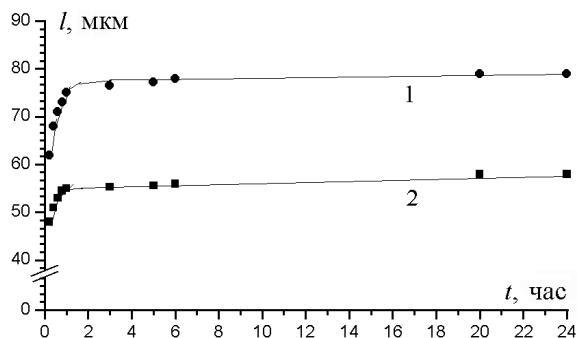
Анализ полученных уравнений Фрейндлиха показывает, что введение в систему KCl мало влияет на адсорбцию ПКД-515. Напротив, введение  $\text{CaCl}_2$  меняет характер зависимости удельной адсорбции от равновесной концентрации ПКД-515 по сравнению с системой без соли (показатель степени  $n$  увеличивается от 0.4 до 2). Следовательно, присутствие  $\text{CaCl}_2$  в жидкости перфорации может явиться дополнительным фактором, приводящим к понижению концентрации ПАВ в результате адсорбции. Как следствие, это может привести к необходимости дополнительного введения ПАВ в жидкость перфорации для поддержания необходимых низких значений поверхностного (межфазного) натяжения.

### Ингибирующая способность

При выборе жидкости перфорации необходимо учесть ингибирующую способность этого раствора. Ингибирующую способность водных растворов  $\text{CaCl}_2$  ( $C_{\text{CaCl}_2} = 14\%$ ) и  $\text{KCl}$  ( $C_{\text{KCl}} = 16\%$ ), имеющих плотность  $1.10 \text{ г/см}^3$ , оценивали по степени набухания бентонита, имеющего коэффициент коллоидальности 0.92 по методу Ярова-Жигача. Набухаемость характеризовали увеличением линейного размера образца бентонита во времени при контакте с водными растворами минеральных солей. Максимальное время контакта 24 часа. Экспериментальные данные представлены на рис. 6.

Как видно из рис. 6, раствор  $\text{KCl}$  обладает более высокой ингибирующей способностью по отношению к легко набухаемым глинистым материалам. При этом эффективность раствора  $\text{KCl}$  примерно на 23 % выше по сравнению с раствором хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$  той же плотности.

Рис. 6. Изменение набухания бентонита при контакте с водными растворами электролитов, имеющими плотность  $\rho = 1.10 \text{ г/см}^3$ :  
1 –  $\text{CaCl}_2$  ( $C_{\text{CaCl}_2} = 14.0\%$ );  
2 –  $\text{KCl}$  ( $C_{\text{KCl}} = 16.0\%$ )



### Дезмульгирующая способность

Обезвоживание нефти связано с разрушением водонефтяной эмульсии, образующейся при извлечении смеси нефти и воды из пласта. Поэтому ПАВ, входящие в состав жидкости перфорации, должны обладать низкой эмульгирующей способностью. Для характеристики ПАВ как дезмульгатора необходимо определить устойчивость эмульсии (Поздышев, 1982), стабилизированной данным ПАВ.

Результаты исследования эмульсий на основе смесей нефти (нефть Песчаноозерского месторождения) и водных растворов ПКД-515 в присутствии  $\text{KCl}$ , полученных при различных объемных соотношениях нефтяной и водной фазы, в качестве примера представлены на рис. 7а. Тип образующейся эмульсии: нефть/вода или вода/нефть зависит, в основном, от соотношения объемов фаз, а также от температуры и межфазного натяжения на границе водной фазы с нефтью. Для характеристики дезмульгирующей способности ПКД-515 определяли устойчивость эмульсий к коалесценции, измеряя во времени объемы отслоившихся жидких фаз: водной и нефтяной.

Полное расслоение эмульсий наступает через 8-9 минут после получения. При этом диаграмма стабильности превращается в прямую линию  $df$  (рис. 7а). Это свидетельствует о крайней неустойчивости эмульсий, что обусловлено отсутствием эмульгирующей способности у реагента комплексного действия ПКД-515.

Совместный анализ диаграмм устойчивости (рис. 7а и 7б) показывает, что присутствие в системе поверхностно-активного компонента ПКД-515 не приводит к увеличению устойчивости водонефтяных

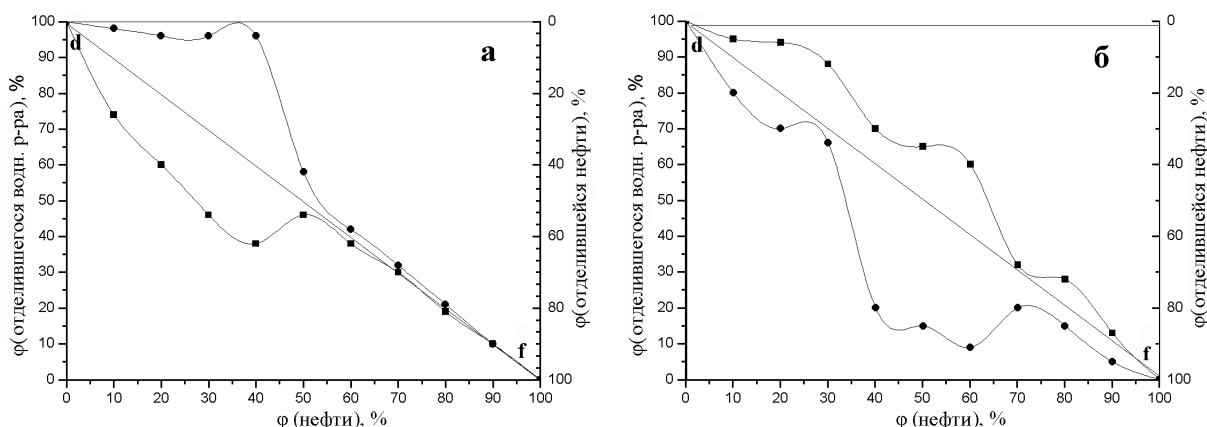


Рис. 7. Диаграмма стабильности водонефтяных эмульсий.

(а) Водная фаза: раствор ПКД-515 ( $C = 1.0\%$ ) в присутствии  $\text{KCl}$  ( $C = 16.0\%$ ).

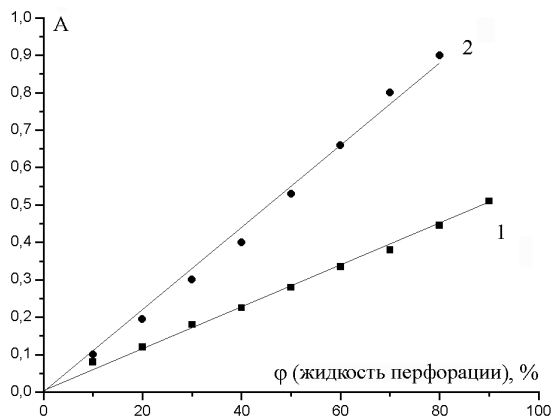
(б) Водная фаза: раствор  $\text{KCl}$  ( $C = 16.0\%$ ).

Диаграммы построены через 1 мин. после получения эмульсии,  $t = 22^\circ \text{C}$

эмульсий. Для двух систем исходная доля нефти, при которой начинается отслоение нефти, одинакова и стремится к нулю. Относительные площади  $S$ , ограниченные двумя кривыми и соответствующие объему неразрушившейся в условиях испытания (в течение 1 мин) эмульсии, отличаются незначительно. Это свидетельствует об одинаковой "устойчивости", а точнее о неустойчивости всех эмульсионных систем, стабилизированных ПАВ и без ПАВ.

Таким образом, экспериментальные данные по исследованию устойчивости водонефтяных эмульсий, полученные в лабораторных условиях, показывают, что реагент комплексного действия ПКД-515 обладает деэмульгирующими свойствами и не стабилизирует водонефтяные эмульсии. Это минимизирует возможность образования эмульсий, препятствующих движению пластового флюида при вскрытии пластов.

Рис. 8. Зависимости оптической плотности смесей жидкости перфорации (водный раствор ПКД-515 ( $C = 1.0\%$ ) в присутствии КСl ( $C = 16\%$ )) с пластовой водой (1) и с фильтратом бурового раствора (2) от объемной доли жидкости перфорации;  $l = 5$  мм;  $\lambda = 400$  нм (1),  $\lambda = 490$  нм (2)



#### Совместимость с пластовым флюидом

Жидкость перфорации не должна вступать в физико-химическое взаимодействие с пластовыми водами и фильтратом бурового раствора, проникшим в прискважинную зону в процессе вскрытия пласта бурением.

Для изучения совместимости жидкости перфорации с пластовым флюидом и фильтратом бурового раствора в качестве жидкости перфорации использовали водный раствор ПКД-515 концентрацией 1.0 %, содержащий КСl концентрацией 16 %. Жидкость перфорации имеет белый цвет и опалесцирует.

Пластовая вода (пластовый флюид) отобрана на Песчаноозерском месторождении, скважина № 640, интервал перфорации 1664-1669 м. Пластовая вода – прозрачная жидкость, бесцветная с запахом нефтепродуктов. Плотность  $\rho = 1.054$  г/см<sup>3</sup>, рН 5.20, общая жесткость  $J = 479.09$  мг-экв/дм. Фильтрат бурового раствора отобран на Песчаноозерском месторождении, скважина № 643, забой 1650 м. Фильтрат бурового раствора – жидкость светло-коричневого цвета.

На рис. 8 приведены зависимости оптической плотности смесей жидкости перфорации с пластовой водой (1) и с фильтратом бурового раствора (2) от объемной доли жидкости перфорации. Полученные зависимости являются прямолинейными, что свидетельствует об отсутствии какого-либо физико-химического взаимодействия между компонентами системы: жидкостью перфорации и пластовой водой, а также жидкостью перфорации и фильтратом бурового раствора с образованием, например, высокодисперсных частиц или окрашенных веществ.

Таким образом, экспериментальные результаты свидетельствуют о совместимости жидкости перфорации на основе ПКД-515 и КСl с пластовым флюидом и фильтратом бурового раствора.

#### 4. Заключение

Проведенные исследования показали, что ПАВ комплексного действия ПКД-515 характеризуется более высокой по сравнению с реагентом "Сонбур-1101" поверхностной активностью и способностью понижать межфазное натяжение на границе с углеводородом (гептаном) до значений  $\leq 1,5$  мН/м и ниже при  $C_{ПКД} \geq 0.4\%$ . Наиболее эффективно ПКД-515 действует в присутствии хлорида калия.

Уменьшение концентрации раствора неионогенного ПАВ ПКД-515 в результате его адсорбции на керне приводит к увеличению поверхностного и межфазного натяжения. На границе с воздухом  $\sigma$  увеличивается в среднем на 4-2 мН/м, на границе с углеводородом на 0.5-0.3 мН/м. При  $C_{ПКД} \geq 0.8\%$  влияние адсорбции ПКД-515 на керновом материале скважины на понижение межфазного натяжения практически нивелируется. Межфазное натяжение водных растворов в присутствии КСl по-прежнему остается предельно низким  $\sigma \leq 1$  мН/м.

Проведенные комплексные исследования позволили обосновать необходимые концентрации ПАВ и соответственно разработать рецептуру жидкости перфорации для вторичного вскрытия продуктивных



пластов на основе ПАВ комплексного действия ПКД-515 (1 %) и водного раствора КСl. Лабораторные исследования предложенной жидкости перфорации показали ее высокую ингибирующую способность по отношению к легко набухаемым глинистым материалам пласта, совместимость с пластовым флюидом и фильтратом бурового раствора, проникающим в призабойную зону в процессе вскрытия пласта бурением, а также крайне деэмульгирующую способность при образовании водонефтяных эмульсий.

Результаты, полученные при проведении промышленных испытаний скважин (№№ 636 и 642 Песчаноозерского месторождения) с применением разработанной жидкости перфорации, свидетельствуют о высокой эффективности ПКД-515: наблюдалось повышение дебита, сокращение сроков освоения скважины и снижение величины скин-эффекта.

## Литература

- Абрамзон А.А., Зайченко Л.П., Файнгольд С.Н.** Поверхностно-активные вещества. Синтез, анализ, свойства, применение. *Под ред. А.А. Абрамзона. Л., Химия*, 200 с., 1988.
- Амирян В.А., Уголев В.С.** Физико-химические методы повышения производительности скважин. *М., Недра*, 280 с., 1970.
- Бабалян Г.А.** К вопросу теории действия поверхностно-активных веществ (ПАВ) на процесс освоения скважин. Вопросы технологии добычи нефти и бурения нефтяных скважин. *Сб. тр. Вып. 6, Уфа, УГНТУ*, с.15, 1996.
- Бабаян Э.В.** Буровые технологии. *Краснодар, "Совет. Кубань"*, 584 с., 2005.
- Бенуэлл К.** Основы молекулярной спектроскопии. *М., Мир*, 384 с., 1985.
- Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Махмутов Н.Р.** О применении поверхностно-активных веществ при гидрофобизации призабойной зоны пласта для ограничения притока пластовых вод. Технология и техника добычи нефти. *Сб. науч. тр. Вып. 19. Уфа, УфНИИ*, 89 с., 1966.
- Булатов А.И., Макаренко П.П., Будников В.Ф., Басаргин Ю.М.** Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. *Под ред. А.И. Булатова. М., ОАО "Издательство Недра"*, т.5, 375 с., 1998.
- Глущенко В.Н., Орлов Г.А., Силин М.А.** Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий. *М., Инерконтакт Наука*, 360 с., 2008.
- Городнов В.Д.** Буровые растворы. *М., Недра*, 206 с., 1985.
- Дерягин Б.В., Чураев Н.В., Овчаренко Ф.Д.** Вода в дисперсных системах. *М., Химия*, 288 с., 1989.
- Измухамбетов Б.С., Акзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Сакаев Р.М.** Повреждение продуктивных пластов в процессе проводки скважины, методы предупреждения и устранения. *Уфа, УГНТУ*, 57 с., 2004.
- Карлей Л.Л.** Рекомендации по выбору жидкостей для заканчивания скважин. *Инженер-нефтяник*, № 4, с.32-39, 1976.
- Кошелев В.Н., Силин М.А., Заворотный В.Л.** Вопросы экологической безопасности при бурении скважин с применением буровых растворов на углеводородной основе. *НТЖ. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. М., ВНИИОЭНГ*, № 3, с.42-45, 2005.
- Краткий справочник физико-химических величин. *Под ред. А.А. Равделя, А.М. Пономаревой. Л., Химия*, 232 с., 1983.
- Мамедов Ю.Г.** Мировой опыт изучения и внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов. *ЖРХО им. Д.И. Менделеева*, т.39, № 5, с.13-16, 1995.
- Петров Н.А., Измухамбетов Б.С., Акзамов Ф.А., Ногаев Н.А.** Катионные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности. *Под ред. Ф.А. Агзамова. СПб., Недра*, 408 с., 2004.
- Поздышев Г.М.** Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. *М., Недра*, 221 с., 1982.
- Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности. *М., ВНИИОЭНГ*, 287 с., 1966.
- Применение поверхностно-активных веществ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности. *Сб. БашНИПИнефть. Вып. IV. М., Недра*, 312 с., 1970.
- Русанов А.К., Прохоров В.А.** Межфазная тензиометрия. *СПб., Химия*, 400 с., 1994.
- Рябченко В.И.** Управление свойствами буровых растворов. *М., Недра*, 230 с., 1990.
- Сидоровский В.А.** Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. *М., Недра*, 256 с., 1978.
- Токунов В.И., Саушин А.З.** Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. *М., ООО "Недра-Бизнесцентр"*, 711 с., 2004.
- Шерстнев Н.М., Гугвич Л.М., Булина И.Г.** Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин. *М., Недра*, 184 с., 1988.
- Яненко В.И., Крезуб А.П., Дегтярева Л.** Применение синтетических ПАВ в качестве добавки к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов. *Обзорн. информ. М., ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение*, 48 с., 1987.