

## **ГЛАВА III**

### **ЖИДКОСТИ – ПЕСКОНОСИТЕЛИ ДЛЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА**

В настоящее время при гидроразрыве пласта (ГРП) используется множество видов жидкостей-песконосителей, что связано с разнообразием условий в скважине (температура, давление, глубина, проницаемость, пористость и тип коллектора). Учитываются также планируемая производительность скважины и проводимость трещины, стоимость жидкости, затраты на ее приготовление и проведение обработки, трудности освоения скважины после ГРП, технологические возможности (прочность обсадной колонны и НКТ, производительность и мощность насосного оборудования).

Для транспортирования и размещения расклинивающего агента в трещине используются:

- жидкости на водной основе (вода, рассол, водно-спиртовой раствор, водный раствор кислот, загущенные жидкости на водной основе и сшитые водные гели);
- жидкости на углеводородной основе (нефть и нефтепродукты, загущенные углеводороды, сшитые гели на углеводородной основе, эмульсии);
- пенные системы.

Совершенствование рецептур жидкостей-песконосителей проводится в направлении увеличения скорости их приготовления, снижения потерь на трение при прокачке их по трубам,

повышения песконесущей способности, ускорения осаждения из них песка в трещинах пласта после окончания ГРП, облегчения освоения обработанных скважин, уменьшения вредного влияния жидкости на коллекторские свойства пласта и проводимость закрепленной трещины.

Налажено широкое производство различных реагентов для ГРП: водо- и нефтерастворимых полимеров; сшивающих и расклинивающих агентов; реагентов, регулирующих фильтратоотдачу; деструкторов для снижения вязкости после окончания операции ГРП; ингибиторов набухания глин; полимеров, снижающих трение о стенки труб; присадок для ускорения или замедления процессов сшивки и деструкции; поверхностно-активных добавок; термостабилизаторов и др.

Разрабатываются сложные композиции жидкостей ГРП, включающие до 20 компонентов. Совершенствуется технология применения таких жидкостей, возрастают объемы их использования. За рубежом 30 % прироста добычи нефти получено за счет вовлечения в эксплуатацию низкопроницаемых и трудноизвлекаемых месторождений с помощью методов ГРП.

Так как от жидкости - песконосителя в конечном итоге зависит успех операции ГРП, к ней предъявляются следующие требования:

- значение вязкости жидкости на поверхности, позволяющее с помощью существующего насосного оборудования закачать ее в пласт;
- минимальные потери давления на трение и гидравлической мощности в трубах при ее прокачке;
- максимальная скорость проведения процесса (приготовление, закачивание, осаждение расклинивающего материала в трещине) и освоения скважины после ГРП:
  - минимальная фильтрация в пласт;
  - высокая термостабильность в условиях обработки;
  - минимальное повреждение продуктивного пласта и набивки;
- обеспечение оптимальной пескоудерживающей способности в трещине и равномерного распределения вдоль нее расклинивающего материала;

- максимальное равномерное заполнение трещины расклинивающим материалом по высоте;
- обеспечение требуемой после ГРП проводимости трещины;
- минимальная стоимость и недефицитность компонентов.

## § 1. ЖИДКОСТИ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

За рубежом в качестве жидкостей-песконосителей на водной основе при ГРП применяются растворы полимеров различной вязкости в воде, рассолах, кислотах, водно-спиртовых растворах, а также сшитые гели полимеров на водной основе.

Маловязкие водные растворы применяли в ранний период развития методов ГРП. Достоинствами этих жидкостей являются малые потери на трение в трубах, большие скорости закачивания и осаждения расклинивающего материала в трещине. К недостаткам относятся резкое уменьшение вязкости с увеличением температуры, что не позволяет применять их в высокотемпературных скважинах; низкая песконесущая способность, т.е. невозможность транспортировки крупных частиц, и сокращение эффективной длины трещины; малая концентрация расклинивающего агента и невозможность образования широких трещин.

При использовании маловязких жидкостей с применением в качестве расклинивающего агента мелкого песка (40-60 меш) можно закрепить до 90 м длины трещины. Однако слой песка, занимающий лишь 40% объема созданной трещины, уложен неравномерно (в начале трещины). Для получения равномерности слоя можно закачать сначала более мелкий песок. При создании трещин малой ширины (2-4мм) песок вдавливается в мягкие породы при смыкании трещины, вследствие чего проводимость трещины снижается до полной ее потери. Кроме того, высокая фильтрация в пласт маловязких жидкостей приводит к повреждению целостности пласта (адсорбция полимеров на стенках пор, разбухание глин, вынос мелких частиц из пласта при освоении и т.д.) и снижению коэффициента разрыва (отношение объема трещины к объему закачанной жидкости-песконосителя).

Несмотря на недостатки, за рубежом маловязкие жидкости применяются в неглубоких скважинах с твердыми продуктивными пластами, нечувствительными к воде, с добавками в них при необходимости закупоривающих агентов, ПАВ, ингибиторов набухания глин [ 36 ] и достаточно широко применяются в отечественной практике.

Наибольшее распространение нашли средневязкие и высоковязкие растворы полимеров. Использование высоковязких жидкостей позволяет повысить их песконесущую способность, концентрацию и размер расклинивающих частиц, увеличить размеры трещины (ширину, высоту, протяженность), создать расклиненную трещину большой проводимости. К достоинствам вязких жидкостей относятся также низкая фильтрация в пласт и малое его повреждение. Потери на трение в трубах вязких полимерных растворов незначительны. Однако их вязкость в пласте уменьшается с повышением температуры, и чтобы получить ее требуемое значение на поверхности, готовятся высоковязкие растворы, что вызывает необходимость увеличения прочности труб.

С 1968г. за рубежом применяются жидкости на основе сшитых гелей, составляющие 35% всех полимерных жидкостей на водной основе, используемых для воздействия на призабойную зону [ 37 ]. Свойствами сшитых гелей можно управлять на всех этапах ГРП. Применением различных сшивающих реагентов и изменением pH раствора добиваются повышения вязкости геля только при достижении им трещины. При закачивании по трубам вязкость таких жидкостей невелика и, следовательно, потери на трение незначительны. Сшитые гели лишены недостатков, присущих несшитым вязким растворам полимеров. Их высокая песконесущая способность позволяет переносить расклинивающий материал любого размера и плотности с высокой концентрацией, создавать широкие, длинные трещины и равномерно заполнять их расклинивающим материалом.

Фильтрация сшитых гелей в пласт невысока, причем повреждения пласта вследствие набухания глинистых частиц не отмечено [ 36 ]. Временной деструктор, вводимый в состав сшитого геля, снижает вязкость жидкости по сравнению с исходной (на

поверхности) и обеспечивает хорошую очистку расклиненной трещины при освоении скважины.

### **Загущающие и сшивающие агенты**

Жидкости ГРП на водной основе готовят на водорастворимых полимерах различной природы. Используются натуральные полимеры, производные целлюлозы и синтетические полимеры.

Из натуральных полимеров за рубежом применяются галактотановые и глюкомановые смолы: гуар, смола, акации карайя, трагакант и др. Гуаровая смола, обладающая уникальной структурой, относится к сахаридам и широко применяется как загущающий агент в жидкостях ГРП. Она легко сшивается переходными металлами, обеспечивая 3-4-кратное увеличение вязкости. Однако большое количество осадка, образующегося после деструкции натуральных смол (до 10-12%), может оказывать отрицательное влияние на проводимость пласта.

Поэтому в последнее время природные смолы заменяют их производными: гидроксипропилгуаром (ГПГ), метилэтилгидроксипропилгуаром, натриевой солью гидроксиметилгуара: гуаром, модифицированным диамилкиламидовым эфиром и др. Модифицированные гуаровые смолы при растворении дают большую вязкость и меньше осадка после деструкции (1-2%).

В значительных объемах применяются биополимеры ксантаны, декстраны с большой молекулярной массой, легко сшиваемые обычными реагентами.

Широкое распространение при ГРП нашли производные целлюлозы: карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), метилцеллюлоза (МЦ), этилцеллюлоза (ЭЦ), пропилцеллюлоза (ПЦ), гидроксиметилцеллюлоза (ГЭЦ), гидроксиметилцеллюлоза (КМГЭЦ). Предпочтение отдается ГЭЦ, применяемой в тех случаях, когда велика опасность осложнения.

При ГРП синтетические смолы применяются как для загущения жидкости-песконосителя, так и для получения сшитых водных гелей. Из литературных источников известны: поливиниловый спирт (ПВС), поливинилпирролидон, полистирольные сульфаты, полиакриламид (ПАА), полиакриловая кислота, поли-

винилкарбоксилловая кислота, нейтрализованная амином, окись полиэтилена, окись пропилена, окись фенольно-альдегидных смол и другие синтетические полимеры. В практике ГРП наиболее часто употребляют ПАА и ПВС.

Вязкость несшитого раствора полимера уменьшается с увеличением температуры. Загущенная вода (см. рис. 32) имеет максимальную вязкость при прокачке ее по НКТ (хотя для эффективного проведения процесса ГРП желательны низкая вязкость и минимальные потери давления на трение) и минимальную вязкость в трещине (для создания широкой трещины, успешной транспортировки расклинивающего материала требуется высокая вязкость).

Применение сшивающих составов позволяет получить жидкости с требуемыми свойствами. Перечисленные растворы полимеров могут быть сшиты в гели с помощью водорастворимых солей переходных металлов. Используют ионы:  $B^{4+}$ ,  $Cr^{3+}$ ,  $Ti^{4+}$ ,  $Zr^{2+}$ ,  $Al^{3+}$ ,  $Fe^{3+}$ ,  $Sn^{4+}$ ,  $Pb^{2+}$ ,  $Ta^{5+}$ ,  $Nb^{5+}$ ,  $Sb^{3+}$ ,  $Mn^{4+}$ ,  $Mn^{7+}$ ,  $As^{3+}$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ . Скорость сшивки регулируют изменением содержания соли, pH среды, а при высоких температурах - добавками лигандов, замедляющих процесс сшивки. В качестве замедлителей используют вещества, образующие с ионами металла, применяемого для сшивки, водорастворимые комплексные или хелатные соединения. Для этой цели чаще всего применяются ацетаты, нитрилметилацетаты, цитраты, ацетилацетат, лактат аммония, триэтаноламин, глюконаты, цитрат, триполифосфат, метафосфат, ортофосфат. Термостабильность сшитых гелей различна, поэтому в зависимости от температуры выбирают тот или иной ион металла или их смесь [ 38 ].

В качестве сшивающих агентов иногда применяют диальдегиды (2-оксиальдегид адениновой кислоты, диметалмочевина, водорастворимые мочевиноформальдегидные смолы) или смесь моноальдегидов (глиоксаль, терефталальдегид, глутатровый альдегид) с фенольными соединениями (ортодиаксibenзол, резорцин, 4,4-дифенил, пирогаллол, танины).

Применяемые при ГРП полимеры делятся на полимеры периодического и непрерывного смешивания. Периодическое смешивание требует специальных емкостей для растворения поли-

мера, больших затрат времени и средств. Скорость растворения регулируют изменением рН воды затворения (гуар при  $pH = 5,4$  гидратируется в течение 1 мин, при  $pH = 8,6$  - в течение 1 часа [39]). Однако, при высокой скорости гидратации полимера может произойти слипание его частиц в комья и резкое снижение скорости растворения. Гуаровые загустители периодического смешивания фирмы Dowell Schlumberger растворяются в течение 1-3 ч в зависимости от температуры воды [36]. Затем в раствор полимера добавляют сшивающий агент, регулятор рН, деструктор. Регулирование и равномерное растворение других реагентов осуществить довольно сложно, особенно при использовании больших объемов жидкости ГРП.

В последнее время западные фирмы перешли на производство специальных полимерных композиций для приготовления жидкости разрыва непрерывным смешиванием. В гранулы полимера высокой степени дисперсности вводят буферную кислоту или щелочь (в зависимости от сшивающего агента и температуры). В жидкость затворения вводят сшивающий агент, деструктор и создают рН, способствующий быстрой гидратации геля (2-20 мин) при температуре обработки. При закачке суспензии в воду полимер полностью растворяется, после чего постепенно растворяются буферные вещества, меняющие рН системы до значений, благоприятных для процесса сшивки под воздействием выбранного сшивающего агента за требуемое для данной обработки время. Например, гранулированный полимер содержит 80 % гуаровой смолы, 6,7 % ацетата натрия, 3,3 % моногидрата уксусной кислоты, 8 % MgO и 2 % силикатной пудры, а вода затворения с  $pH = 5-7,5$  содержит сшивающий агент (1-10 % бората). При закачке суспензии полимера он растворяется в воде затворения в течение 2-17 мин одновременно со щелочами, введенными в гранулы и повышающими рН жидкости. При  $pH = 8-8,2$  происходит сшивка полимера боратами, и вязкость системы возрастает с 30-60 до 100-300 мПа·с.

В табл. 31 приведена динамика роста рН и вязкости жидкости (3,6 г гуара, 0,49 г окиси магния, 0,3 г смеси из 55 % фумаровой кислоты и 45 % карбоната натрия, 0,072 г борной кислоты) при 23 °С по мере растворения составляющих во времени.

Примером получения полимеров для непрерывного смешивания в высокотемпературных скважинах могут служить гранулы, в состав которых входят гуар, медленно растворяющаяся буферная кислота (бифталат калия, гидрофумарит натрия или дигидроцитрат натрия) и быстрорастворяющиеся основания (карбонат натрия), а в воде затворения – сшивающий реагент на основе соли титана или циркония. При быстром растворении щелочи и гуара гранулы не слипаются (за счет замедления скорости гидратации в щелочной среде). После гуара растворяется буферная кислота, при этом  $pH=3-1,5$  становится благоприятным для сшивки гуара солями титана или циркония за необходимое для обработки время.

Таблица 31

| Время, мин | pH  | Кажущаяся вязкость, мПа·с (при 50 мин <sup>-1</sup> ) |
|------------|-----|-------------------------------------------------------|
| 2          | 7,0 | 69                                                    |
| 3          | 7,1 | 96                                                    |
| 4          | 7,3 | 101                                                   |
| 5          | 7,4 | 117                                                   |
| 7          | 7,8 | 129                                                   |
| 10         | 8,0 | 141                                                   |
| 12         | 8,1 | 156                                                   |
| 14         | 8,1 | 225                                                   |
| 15         | 8,7 | 330                                                   |
| 16         | 8,3 | 495                                                   |
| 17         | 8,3 | 810                                                   |
| 17,5       | 8,3 | 900                                                   |

Время от начала затворения до начала сшивки регулируется в зависимости от глубины скважины, температуры и скорости закачивания. Обычно состав жидкости ГРП непрерывного или периодического смешивания подбирают так, чтобы сшивка произошла непосредственно перед достижением ею пласта [38]. При более ранней сшивке под действием сдвига вязкость геля резко снижается (разрушение сшитого геля при сдвиге приводит к потере песконесущей способности в трещине). Если сшивка проис-

ходит позже (в трещине), то расклинивающий материал может выпасть на забое и закупорить его.

Планируемую скорость сшивки для заданного интервала температур достигают выбором типа полимера, его концентрации, скорости его гидратации, вида и концентрации сшивающего агента; введением ускорителей или замедлителей сшивки; регулированием скорости изменения рН (определяется скоростью растворения буферных кислот) и его конечным значением; применением смеси сшивающих агентов, ступенчато увеличивающих вязкость геля с повышением температуры; охлаждением забоя скважины до температуры, предотвращающей преждевременную сшивку данного состава.

Самое большое влияние на скорость сшивки оказывает рН смеси. Например, при  $\text{pH} < 1,5$  нитрооловат калия не сшивает гидратированный гуар, при  $\text{pH} > 5$  – сшивает медленно (более 2 часов при комнатной температуре). Скорость сшивки максимальна при  $\text{pH}=3$ . Следовательно, регулируя рН от 1,5 до 5, можно добиться требуемой скорости сшивки гуара солью олова. Для этого используют буферную кислоту или смесь кислот и оснований.

Для уменьшения скорости нарастания вязкости при закачивании жидкостей-песконосителей на основе водных гелей в НКТ используют замедлители сшивки. Реагент -замедлитель вводится в активный сшивающий агент или используют хелатные соединения сшивающего агента. Замедление сшивки происходит вследствие конкурирующей реакции между полимером и замедлителем по присоединению иона металла. Для сшивки необходимо замещение замедлителей в хелатном комплексе на две молекулы полимера. Если замещение затруднено, процесс сшивки замедляется.

В качестве хелатных соединений с внутренним замедлителем западные фирмы используют ацетилацетат циркония, ацетат алюминия, аммонийтетраацетат титана, комплексы титана и циркония с триэтаноламином и лактоамином. Так, для сшивки полисахаридов или производных целлюлозы в скважинах с температурой выше  $93^{\circ}\text{C}$  используется аммонийтетраацетат титана кон-

центрации 0,009-0,1%. Скорость сшивки регулируется изменением рН жидкости от 2 до 7.

На рис. 32 представлено изменение вязкости водных гелей при использовании различных сшивающих систем.

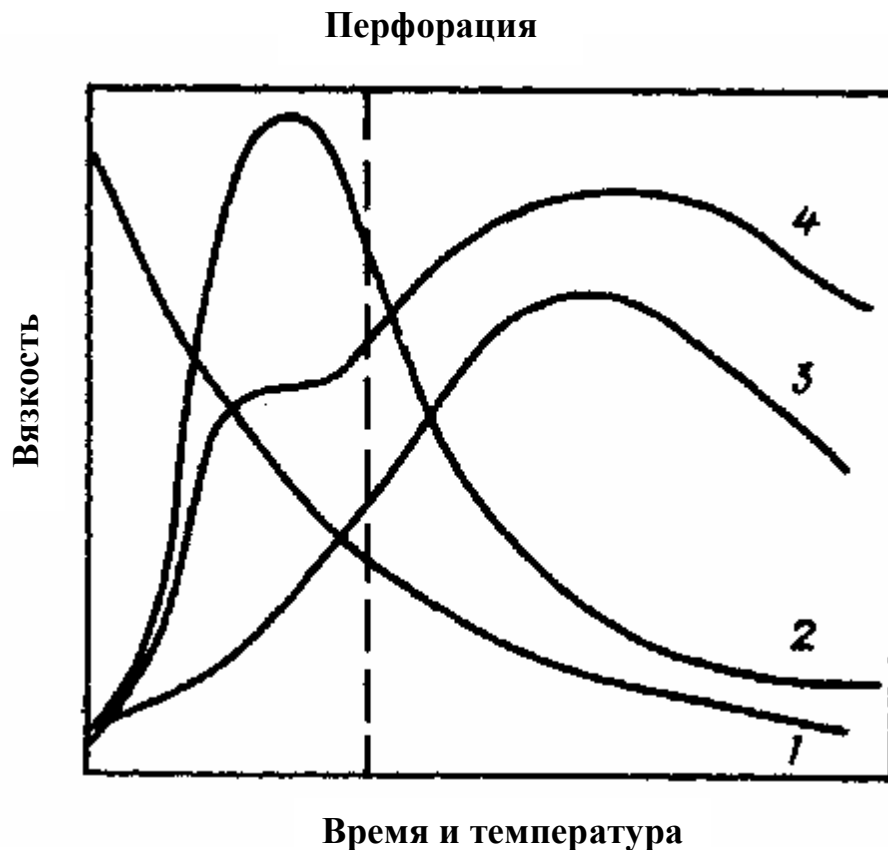


Рис.32. Вязкость воды, содержащей 0,48% гидроксипропил-гуаровой смолы (ГПГ) (кривые 2 и 4) и различные сшивающие системы:

1 – несшитый гель (0,8% ГРГ); 2- быстрая сшивка;  
3 – замедленная сшивка; 4 – двойная сшивающая система

Вязкость сшитого геля в условиях трещины уменьшается при воздействии сдвиговых усилий (механическая деструкция) и

температуры (термодеструкция). Для устранения этого недостатка применяют несколько способов:

- вводят в жидкость два сшивающих реагента, первый из которых сшивает раствор полимера при низкой температуре до вязкости не более 100 мПа·с при движении его по НКТ, а второй действует в трещине при прогреве жидкости, поддерживая вязкость на постоянном уровне (кривая 4 на рис. 32) [ 40 ];

- в состав жидкости на основе сшитого геля вводят термостабилизаторы – спирты, щелочи в оболочке из термопластичного материала (воск, парафин и др.);

- линейно сшитые полимеры на основе ГЭЦ и биополимеров (сшивание происходит по концевым группам макромолекул) увеличивают вязкость с ростом температуры, как и трехмерные гели, но отличаются от них тем, что не деструктурируются под воздействием сдвиговых усилий [ 38 ].

Существуют и другие способы управления реологическими свойствами сшитых и несшитых водных полимерных растворов.

Вязкость полимерных растворов, обработанных комплексообразователем и имеющих тиксотропные свойства, при высокой скорости сдвига (движение жидкости по НКТ с турбулентным режимом) мала и близка к вязкости воды. При уменьшении скорости сдвига (движение жидкости в трещине при ламинарном режиме) она возрастает до 25-100000 мПа·с.

Например, вязкость свежеприготовленной смеси раствора биополимера (ксантан В-1459 фирмы Kelzan вязкость 112 мПа·с) с раствором смолы акации (вязкость 5 мПа·с) в отношении 1:1 равна 60 мПа·с. Со временем она снижается (в трещине после размещения расклинивающего материала); уменьшить вязкость жидкости можно добавками электролита.

На поверхности вязкость суспензии гранул полисахарида, сшитого диальдегидом, составляет 75 – 90 мПа·с (при 20°C, 5 сек<sup>-1</sup>) и изменяется с ростом температуры. При прогреве жидкости выше 60°C сшитые связи разрушаются, и полисахарид растворяется, повышая вязкость жидкости - песконосителя (на забое и в трещине) [36]. Ниже представлена динамика изменения вязкости такой системы при увеличении температуры:

|                                                               |    |     |     |     |     |     |     |     |     |
|---------------------------------------------------------------|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Температура,<br>°С                                            | 38 | 65  | 93  | 121 | 149 | 176 | 204 | 232 | 260 |
| Кажущаяся<br>вязкость,<br>мПа·с (при 5<br>сек <sup>-1</sup> ) | 90 | 230 | 170 | 130 | 80  | 35  | 12  | 3   | 0   |

Состав системы : 5 объемных частей метанола на 100 частей воды, 10 мг/м<sup>3</sup> бикарбоната натрия, покрытого парафином, и 6 кг/м<sup>3</sup> сшитого ГЭЦ.

### Деструкторы

После окончания ГРП для обеспечения хорошей очистки расклиненной трещины необходимо снизить вязкость полимерной системы. Это снижение достигается за счет введения временного деструктора. В качестве деструкторов применяются кислоты, окислители и ферменты. При высоких температурах деструкция может быть самопроизвольной, но для ее ускорения и управления скоростью можно также вводить временные деструкторы.

Неорганические и органические кислоты (серная, соляная, уксусная, пароголуолсульфокислота) или эфиры (триэтилфосфат, метилформиат, этилпронионат, бутиллактат и др.), превращающиеся в кислоту в пластовых условиях применяют для снижения вязкости гелей, полученных на основе полисахаридов или производных целлюлозы.

В качестве окислительных деструкторов применяют, например, персульфат аммония, бихромат калия, перманганат калия, тетрауксусную кислоту, четвертичную перекись бутила, эффективные в высокотемпературных скважинах. Для низкотемпературных скважин используют перекиси в сочетании с инициаторами их разложения (галоидами, сульфатами и нитратами меди, железа, кобальта).

Для гелированных жидкостей разрыва, применяемых в скважинах с температурой ниже 60°С, используют ферментные деструкторы: α - амилазу, амилоглюкозид, олигоглюкозид, инвер-

тазу, малтазу, целлюлозу и гемицеллюлозу и деполимеризованный микробиологический маннан. Окислители и ферменты пригодны для деструкции всех применяемых в ГРП полимеров.

Идеальный деструктор должен вводиться в состав жидкости-песконосителя на дневной поверхности и не оказывать на нее воздействия до снижения давления закачивания, а затем быстро реагировать с гелем, разрушая его без образования осадка. Деструкторы, применяемые в настоящее время, не настолько эффективны. Такие ферментные деструкторы, как гемицеллюлоза, сразу начинают деструктурировать полимер (полисахарид), разрушая его при температуре не выше 77°C в интервале pH= 3-7. Время деструкции при увеличении температуры снижается с 50 ч (при 15°C) до 5 ч (при 52°C). Содержание осадка после деструкции зависит от типа полимера. Гуар образует до 10%, ГПГ – 0,2% осадка, ГЭЦ и ПАА осадка не образуют.

Наиболее широко применяют окислительные деструкторы. Персульфаты калия начинают реагировать при температуре выше 52°C, аммонийперсульфат – выше 27°C. Индукционный период (время до начала разрушения полимера) и скорость деструкции регулируют изменением pH жидкостей от 7 до 9. Так, время деструкции ГПГ (концентрация 5 кг/м<sup>3</sup>) с содержанием триэтаноламина 0,5 мл/л и аминперсульфата 1 г/л при pH=8,7 составляет 3 ч, при pH=8,1 равно 8 ч [ 38 ].

В кислой среде окислительные деструкции типа персульфата не действуют. Скорость окислительной деструкции также регулируют концентрацией персульфата и введением амина. Так, время деструкции ГПГ (концентрация 5 кг/м<sup>3</sup>) при содержании триэтаноламина (ТЭА) 1 мл/л и температуре 32°C в зависимости от концентрации аминперсульфата изменяется следующим образом:

|                                   |      |      |      |      |
|-----------------------------------|------|------|------|------|
| Концентрация аминперсульфата, г/л | 0,24 | 0,48 | 0,72 | 0,96 |
| Время деструкции, ч               | 7    | 2    | 1,5  | 1    |

Повышением концентрации амина можно увеличивать время деструкции. Так, при 43°C время деструкции ГПГ с добавкой

0,5 г/л аминперсульфата при содержании ТЭА 10 мг/л – 33 мин, при 1 мг/л – 20 мин.

Разработан набор окислительных деструкторов и присадок к ним, позволяющий добиваться необходимого разрушения геля при различных температурах. От типа деструктора зависит степень повреждения набивки осадками (табл. 32).

Таблица 32

| Полимер                                 | Концентрация полимера, % | Осадок, % | Восстановление проницаемости, % |    |    |
|-----------------------------------------|--------------------------|-----------|---------------------------------|----|----|
|                                         |                          |           | А                               | В  | С  |
| Карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза..... | 1,2                      | 0         | 90                              | 92 | -  |
| Гидроксипропилгуар.....                 | 1,2                      | 1-2       | 58                              | 45 | 78 |
| Гуар.....                               | 1,2                      | 8-10      | 55                              | 42 | 79 |

Примечание: А- энзим, 49°С, 72 ч; В – окислитель, 82°С, 72 ч;  
С- термодеструкция, 135°С, 144 ч.

Производные целлюлозы не образуют осадка ни при каких условиях и не снижают проницаемости после деструкции. Гуаровые производные и гуар дают осадок и значительно снижают проницаемость после деструкции.

Наиболее часто пласт повреждается при неполной деструкции полимера при операциях ГРП с низкой концентрацией песка (менее 200 кг/м<sup>3</sup>), так как весь осадок остается в набивке.

Повреждение набивки устраняют применением полимеров, дающих меньше осадка при деструкции (гидроксипропилгуар, карбоксиметилоксиэтилцеллюлоза, полиакриламид), увеличением содержания деструктора (для полной деструкции), совершенствованием механизма деструкции полимеров.

### Функциональные добавки

**Термостабильность полимеров.** В зависимости от конкретных условий использования жидкости – песконосителя необходимо изменять соответствующим образом ее основные свойства.

ва. Регулирование свойств осуществляется различными способами, но, главным образом, за счет применения функциональных добавок. Водорастворимые полимеры под воздействием высоких (выше 120°C) температур подвержены деполимеризации. Стабильность их повышается в щелочной среде. Так как сшивку проводят в кислой среде, то для повышения термостабильности создают щелочную среду вводом щелочи в жидкость в плавких оболочках (воск, стеарин) или медленно растворяющихся щелочей [38]. Термостабильность полимеров повышается при добавлении водорастворимых спиртов.

**Фильтрация жидкости-песконосителя в пласт.** Фильтрация жидкости в пласт приводит к изменению его физических свойств (снижению фазовой проницаемости, набуханию и размоканию глин, капиллярному эффекту, выносу мелких частиц из пласта, повреждению набивки и т.д.). Кроме того, фильтрация снижает эффективность ГРП (отношение объема трещины к объему жидкости обработки), может привести к образованию песчаной пробки в трещине и сокращению ее эффективной длины. При неблагоприятных условиях в пласт может отфильтровываться до 90% жидкости-песконосителя.

Для проектирования ГРП нужно точно знать величину фильтратоотдачи. Фильтрация в пласт, регулируемая вязкостью, описывается уравнением:

$$C_v = 0,014 \cdot \sqrt{\frac{K \Delta P \Phi}{\mu}}, \quad (3.1)$$

где  $C_v$ - коэффициент инфильтрации, м/мин<sup>1/2</sup> ;  $K$ - проницаемость пласта, д;  $\Delta P$ - перепад давления, МПа;  $\Phi$  - пористость пласта, д.ед.;  $\mu$  - вязкость фильтрующейся жидкости, МПа·с

Фильтрация, регулируемая сжимаемостью, описывается уравнением:

$$C_c = 0,009 \Delta P \sqrt{\frac{K \Phi C}{\mu_2}}, \quad (3.2)$$

где  $C_c$  - коэффициент инфильтрации, м/мин<sup>1/2</sup>;  $C$  - сжимаемость пластовой жидкости, МПа<sup>-1</sup>;  $\mu_2$  - вязкость пластовой жидкости, мПа·с.

Суммарное уравнение для определения коэффициента инфильтрации имеет вид:

$$\frac{1}{C_{vc}^2} = \frac{1}{C_v^2} + \frac{1}{C_c C_v}, \quad (3.3)$$

где  $C_{vc}$  – объединенный коэффициент инфильтрации.

Уравнение (3.2) справедливо для жидкости без закупоривающей добавки. При образовании корки на поверхности пласта фильтрация определяется ее проницаемостью [ 41 ].

При наличии в пласте микро- и макротрещин фильтрация увеличивается. Кроме того, на нее оказывает влияние скорость потока жидкости, так как происходит смывание фильтрационной корки и значительное понижение вязкости жидкости у стенок из-за высоких скоростей сдвига. Обычно динамическая фильтрация в 2 раза больше статической.

Для снижения фильтрации жидкости-песконосителя в пласт увеличивают ее вязкость (у сшитых гелей она близка к 0), применяют ПАВ, которые адсорбируются на органическом полимере, расположенном на поверхности трещины, и тонкодисперсные материалы, закупоривающие поверхность вскрытого трещиной пласта.

Размер частиц закупоривающего материала достаточно мал (1-40 мк). Такой широкий интервал размера частиц используется для перекрытия пор проницаемостью 0,0001-0,5 мкм<sup>2</sup>. Вместе с тем, частицы должны выноситься из пласта чрез песчаный слой. Наиболее часто применяется кварцевая мука, которая уменьшает фильтрацию жидкости в породу проницаемостью 0,005-0,2 мкм<sup>2</sup>. В качестве закупоривающих агентов иногда используются нефтерастворимые смолы с низкой температурой размягчения [ 42 ]. Эффективным способом снижения фильтрации является введение в жидкость ГРП на водной основе до 5% нефти или газа.

**Повреждение пласта и набивки.** Главной задачей гидро-разрыва пласта является обеспечение высокой проводимости из пласта в скважину. Повреждение пласта (изменение его физических свойств) или набивки жидкостью разрыва и ее компонентами могут свести на нет результаты операции ГРП.

Большая опасность снижения проницаемости пласта возникает при использовании водных жидкостей разрыва в водочувствительных коллекторах. Проницаемость пласта снижается вследствие набухания водочувствительных глин (монтмориллонита, бентонита). Под воздействием воды набухающие глины (иллит, каолинит, глинистые сланцы, мергели) размокают и мелкие частицы переносятся по пласту и слою закрепителя. По этой причине возможны диспергация, миграция, перестановка частиц твердой фазы различных размеров и химической природы (глин, цементирующего материала и др.). Набухание глин или миграция мелких частиц вызывает закупоривание пор и каналов, снижение проницаемости пласта.

Проницаемость пласта может уменьшаться вследствие капиллярной пропитки мелких пор и адсорбции воды на стенках каналов пласта, в результате чего уменьшается эффективный радиус пор. Твердые частицы, содержащиеся в жидкости (добавки, снижающие фильтрацию, коллоидные частицы, переносимые из призабойной зоны, мелкие частицы расклинивающего материала), а также гели полимера могут закупоривать естественные микро- и макротрещины, существенно уменьшая общую проницаемость пласта. Снижение проницаемости возможно вследствие адсорбции горными породами таких полимеров, как гуар, ГЭЦ, КМЦ, ПАА и др.

Для уменьшения вредного влияния воды на проницаемость коллекторов в нее добавляют ингибиторы набухания глин: хлористый калий (1-3 %), четвертичные амины или неорганические многоядерные катионы [36]. Благоприятно применение подкисленных растворов. При кислотном ГРП эффективны добавки оксихлорида циркония и гидроксида аммония. Иногда в жидкость на водной основе полезно добавлять ПАВ, не адсорбирующиеся на поверхности пор.

Еще большую опасность представляет повреждение набив-

ки, т.к. проницаемость слоя расклинивающего материала со временем не восстанавливается. Причинами повреждения набивки считаются вынос мелких частиц из пласта, закупорка песчаного слоя продуктами деструкции полимера, и агентами, снижающими фильтратоотдачу. Кроме того, проводимость расклиненной трещины может снижаться при вдавливании расклинивающего вещества в стенки пласта и его разрушении под воздействием горного давления. При закупорке набивки мелкими частицами из пласта выбирают другие жидкости-песконосители, не оказывающие вредного воздействия на пласт (эмульсии, пены) [ 43 ].

**Потери давления на трение.** Управление вязкостью жидкостей-песконосителей в процессе их закачивания позволяет уменьшить потери давления на трение в НКТ до минимума в результате уменьшения вязкости жидкости до достижения отверстий перфорации.

Растворы применяемых при ГРП полимеров имеют меньшие потери давления на трение по сравнению с водой (80%). Предполагается, что снижение потерь давления на трение обусловлено тем, что молекулы полимера препятствуют возникновению турбулентности внутри жидкости. Однако эти потери еще достаточно ощутимы, особенно при высоких скоростях закачки [36]. С увеличением концентрации полимера и вязкости потери давления на трение возрастают (рис. 33).

Для снижения потерь давления в трубах применяют в небольших количествах (2-3 л/м<sup>3</sup>) добавки полимеров: полиоксипропилен, аддукт акриламида с 2-акриламидом, 2 - метилпропиленсульфокислотой, аддукт акриламида с диэтиламиноэтилметакрилатом. Применение этих добавок позволяет снизить потери давления на трение на 50-70%. Однако они эффективны не во всех гелях. Наиболее перспективно снижение потерь давления на трение за счет замедления гидратации и сшивки полимерных растворов при прокачивании по трубам.

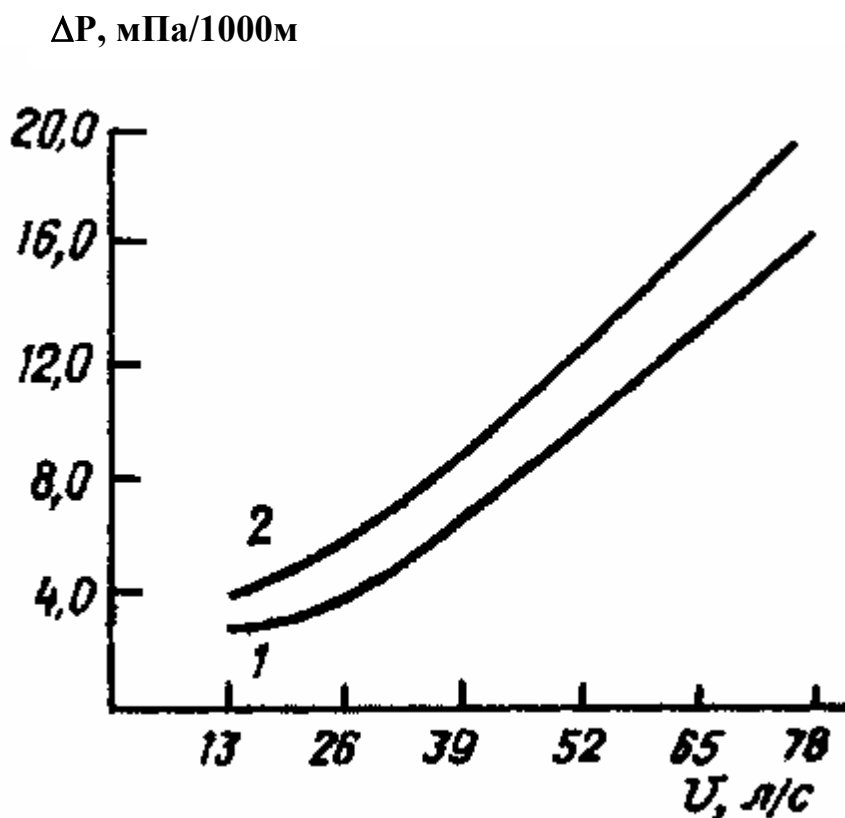


Рис. 33. Зависимость потерь давления на трение  $\Delta P$  от скорости потока ( $v$ ) в НКТ диаметром 60 мм:  
 1 – раствор ГПГ с концентрацией 5 кг/м<sup>3</sup> (вязкость 45 мПа·с);  
 2 – раствор ГЭЦ с концентрацией 5 кг/м<sup>3</sup> (вязкость 55 мПа·с)

### Методы исследования жидкостей

При оценке жидкости разрыва исследуются ее характеристики: вязкость, фильтратоотдача, потери давления на трение, влияние на проницаемость коллектора и набивки, термостабильность и скорость деструкции.

Вязкость обычно оценивают на ротационных вискозиметрах (Брукфильда, Фанн-35, Фанн-50) при давлении, температурах и скорости сдвига, соответствующих операции ГРП. Для очень вязких жидкостей используют циркуляционный капиллярный вискозиметр. Исследуется влияние времени, температуры и скорости сдвига на изменение вязкости жидкости. Скорость деструкции и

термостабильность также оцениваются вискозиметрами. По значениям вязкости и скорости потока вычисляют песконесущую способность жидкости. Из отечественных приборов для оценки реологических свойств жидкости можно использовать ВСН-3 и ВСН-2М.

Фильтратоотдачу жидкостей оценивают в камере высокого давления фирмы Varoid на керне породы диаметром 2,4 см и высотой 2,4 см. Измерение проводят при пластовой температуре с перепадом давления 7 МПа, хотя иногда используют предполагаемый перепад давления обработки.

По графику зависимости объема отфильтровавшейся жидкости квадратного корня из времени вычисляют коэффициент инфильтрации (м/мин<sup>1/2</sup>):

$$C_w = \frac{0,005m}{A}, \quad (3.4)$$

где  $m$  – угловой коэффициент прямолинейного участка кривой на графике;  $A$  – площадь керна, контактирующего с жидкостью, см<sup>2</sup>.

Мгновенная утечка (фильтратоотдача, л/м<sup>2</sup>):

$$Sp = \frac{10,2v}{A}, \quad (3.5)$$

где  $v$  – отрезок, отсекаемый продолжением прямой на оси ординат.

Из отечественных приборов для оценки фильтрации можно использовать установки УВЦ-1. Иногда оценивают динамическую фильтрацию в полых цилиндрических кернах [ 36 ].

Для вязких гелей (особенно сшитых) разница в оценке динамической и статической фильтрации невелика, так как жидкость подвергается сдвигу только в пристенной части. Для жидкостей, фильтрация которых регулируется добавкой закупори-

вающих агентов, динамическая фильтратоотдача за счет смыва корки в 2 раза выше статической.

Потери давления на трение оценивают в проточном капиллярном вискозиметре.

Влияние жидкости на проницаемость коллектора изучают по набуханию и размоканию пород керна в исследуемых жидкостях, характеру фильтрации и степени восстановления проницаемости кернов после обработки их исследуемыми жидкостями-песконосителями. Для этих целей применяют установку УИПК-1М.

## § 2. ЖИДКОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

В 50-х гг. в нефтедобывающей промышленности использовали преимущественно жидкости разрыва на нефтяной основе, так как считалось, что их использование не вызывает повреждения пластов. Недостатками жидкостей для ГРП на нефтяной основе являются относительно высокая стоимость, технологические трудности обработки, а также пожароопасность. Для улучшения вязкости и песконесущей способности углеводородов их загущают мазутом, малыми высокомолекулярными карбоновыми кислотами, органическими полимерами, алюминиевыми солями органических кислот (октат алюминия) [ 44 ].

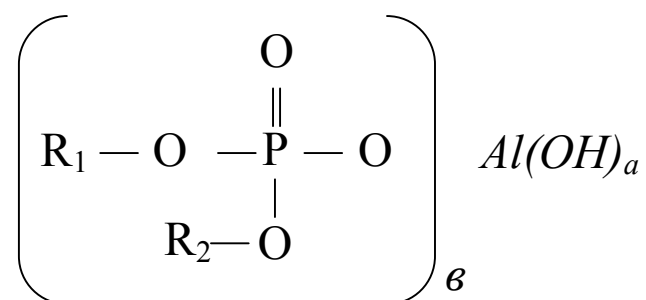
Углеводороды, загущенные органическими солями калия, натрия, кальция и алюминия, при закачке имеют большие потери давления в трубах на трение, что вынуждает увеличивать мощности насосного оборудования. Эти жидкости очень чувствительны к повышенным температурам и при 70-100°C их вязкость резко снижается, вследствие чего расклинивающий материал неравномерно распределяется по длине образовавшейся трещины. Кроме того, загущающие добавки снижают проницаемость пласта.

Для устранения этих недостатков предложены композиции для загущения жидкостей на нефтяной основе. Нефтепродукты загущали солями жирных кислот, добавляя к ним структурированное ацетиленовое масло [ 44 ]. Так состав загущали 3%-ным

напалмовым мылом (натриевая соль пальмитиновой кислоты) и 3%-ным темным ацетиленовым маслом. Образовавшуюся в загущенной жидкости песчаную взвесь закачали в скважину. Вязкость этого геля в скважине была несколько выше – 50 мПа·с. В качестве продавочной жидкости использовали незагущенные нефтепродукты. По окончании процесса ГРП для восстановления проницаемости пласта гель в скважине разрушался при промывке растворенным в нефти сульфонолом.

В дальнейших исследованиях по проектированию рабочих жидкостей для ГРП усложнили композиции флюидов. Многие фирмы США начали разработку жидкостей на углеводородной основе с применением загустителей, регулирующих изменение вязкости в зависимости от температурного интервала. Новые загустители и технология гидроразрыва созданы фирмой Halliburton Co.

Для загущения углеводородной жидкости применяют соединения фосфорных эфиров вида:

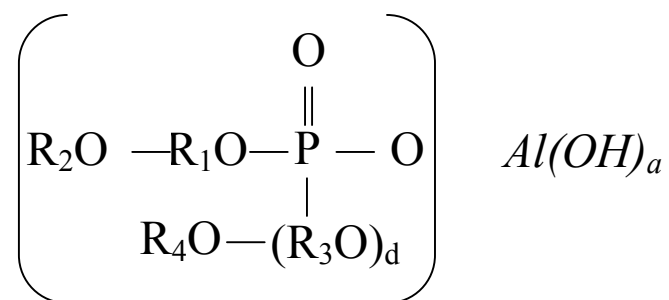


где  $a = 0-2$ ;  $v = 1-3$ ;  $a+v = 3$ ;  $R_1$  – алифатический или ароматический радикал, содержащий от 6 до 24 атомов углерода;  $R_2$  – ароматический или алифатический радикал, содержащий от 2 до 24 атомов углерода, группа (ОН) также может быть атомом водорода.

При растворении этих фосфатов в углеводородах получают ассоциированные комплексы с большой молекулярной массой. Их готовят в два этапа. На первом этапе в мешалке готовится гель с алюминиевым фосфатом небольшой массовой концентрацией (менее 6%). На втором этапе выдержанный от нескольких минут до нескольких часов гель подают в пескодозатор, где од-

новременно с песком и антифильтрационными добавками добавляют соль алюминия ортофосфорных эфиров, которые не растворяются в геле, полученном на первом этапе, а образуют в нем суспензию. После закачивания в скважину с ростом температуры алюминиевая соль растворяется, причем вязкость системы возрастает, достигая максимума при 60-70°C. Дальнейшее повышение температуры до 110°C приводит к снижению вязкости до минимума в течение 2-2,5 ч. Двухэтапный принцип регулирования выбран для того, чтобы гель на первом этапе не был очень вязким и растворял сразу большое количество загущающего агента.

Применение алюминиевых солей в качестве загустителей углеводородов оказалось очень эффективным. В настоящее время существует несколько подобных соединений, например, оксиалкилфосфат алюминия:



где  $a=0-2$ ;  $b=1-3$ ;  $c=1-5$ ;  $d=1-5$ ;  $a+b=3$ .

Одним из заместителей  $\text{R}_1\text{O}$ ,  $\text{R}_2\text{O}$  должна быть группа  $\text{CH}_2\text{CHO}$  или  $\text{CH}_2\text{C}(\text{CH}_3)\text{O}$ .

Способность углеводородов, загущенных солями алюминия фосфорных эфиров, увеличивать вязкость с ростом температуры повышает их ценность при операциях ГРП. Получение аналогичных свойств для водных жидкостей разрыва является очередной задачей исследований. Различные вещества на углеводородной основе могут быть загущены эфирами фосфата алюминия. Изменяя состав этого реагента, можно поднять верхний предел температуры до 107°C.

При использовании алюминиевой пудры температурный предел применения жидкости можно увеличить до 160°C и ее вязкость при обычной температуре не будет чрезмерной. Эффективность обработки можно значительно повысить при регулировании соотношения алюминия и эфира фосфата в гелях и добавке полимера в жидкости при закачивании. Кроме того, эти гели способны растворять парафины в прискважинной зоне и улучшать дренажные свойства пласта.

### § 3. ЭМУЛЬСИИ, МИЦЕЛЛЯРНЫЕ РАСТВОРЫ

Водонефтяные эмульсии обладают регулируемой вязкостью, высокой степенью инфильтрации, хорошо удерживают и переносят расклинивающий материал. Затраты на их приготовление значительно ниже, чем у других жидкостей разрыва.

В качестве внешней фазы таких эмульсий выбирают загущенную полимером воду вязкостью 10-200 мПа·с при 20° С и скорости сдвига 500 с<sup>-1</sup>. В качестве внутренней фазы выбирают нефть или один из продуктов ее переработки. Количество жидкого топлива не должно превышать 80%, так как при большей концентрации увеличиваются потери давления на трение при нагнетании в скважину рабочей жидкости. Для повышения вязкости водной фазы применяют различные натуральные и искусственные полимеры, не только повышающие вязкость внешней фазы, но и снижающие потери давления на трение в трубах,

Это свойство полимеров очень важно для гидроразрыва в глубоких скважинах, оборудованных трубами малого диаметра. Загущающими полимерами могут быть полисахариды, натуральные и искусственные латексы, гетерополисахариды, полиакриламиды и их производные, а также их смеси.

Объемные концентрации внутренней фазы - углеводорода и внешней фазы - загущенной воды взаимно влияют друг на друга, изменяя вязкость эмульсии. На практике объемные пропорции углеводородной фазы в эмульсии и концентрацию полимера в водной фазе регулируют так, чтобы вязкость эмульсии была больше или равна 100 мПа·с при 20 °С и скорости сдвига 500 с<sup>-1</sup>.

Жидкости с такой вязкостью способны удерживать расклинивающий материал, а также сохранять достаточную вязкость при повышенной температуре и высоких градиентах скорости сдвига. Таким образом, регулируя концентрацию загущающего полимера и содержание внутренней фазы (углеводорода), можно изменять вязкостные и другие свойства жидкостей разрыва на основе эмульсий.

Жидкость гидроразрыва на основе эмульсий готовят из четырех основных компонентов: жидкости на основе воды, образующей внешнюю фазу, жидкого углеводорода, стабилизирующего эмульсию эмульгатора и загущающего полимера, предназначенного для повышения вязкости водной фазы. Жидкость может содержать дополнительные компоненты, например, понизители фильтрации, вещества для смягчения воды, стабилизаторы глин. Выбор водной фазы и углеводорода зависит от наличия этих материалов на скважине.

Жесткую и морскую воду с катионными и анионными эмульгаторами смягчают триполифосфатом и гексаметафосфатом натрия. Если применяют неионные эмульгаторы, нечувствительные к двухвалентным ионам кальция и магния, то можно использовать солевые растворы большой плотности.

Для внутренней фазы рекомендуется нефть данной скважины или керосин, бензин, дизтопливо. Чтобы избежать проблем, связанных с самоочисткой скважины, вязкость внутренней фазы не должна превышать вязкости нефти в пласте.

Концентрация эмульгатора в водной среде зависит от типа смесительной аппаратуры, состава нефти и свойств воды, вводимых в эмульсию добавок. В каждом конкретном случае необходимо выбирать наиболее эффективный эмульгатор в соответствии с классическим критерием гидрофильно - липофильного баланса (ГЛБ). Устойчивой считается эмульсия нефти в воде при ГЛБ 8-18.

Для получения максимального эффекта после ГРП необходимо извлечь рабочую жидкость из пласта, т.е. очистить скважину. В идеальном случае, когда гидроразрыву подвергается высокопроницаемый пласт под высоким давлением, эта проблема лег-

ко разрешима. В противном случае скважину очищают преобразованием жидкости разрыва в менее вязкую.

Для снижения вязкости рабочей жидкости нужно выбирать загущающий полимер для водной фазы, постепенно разлагающийся в условиях пласта. В водную фазу добавляют вещества, способные разрушать полимер, например, перекисные соединения, персульфаты и биологические деструкторы – энзимы.

Вязкость эмульсий уменьшается также при добавлении разлагающих веществ действия. Например, можно использовать растворенный в воде диэтиламин с неионным эмульгатором. Многие анионные эмульгаторы чувствительны к катионам магния и кальция. Катионы двухвалентных металлов почти всегда присутствуют в пластовой воде. При контакте с ней происходит дезактивация эмульгатора, и эмульсия разлагается, теряя вязкость. Наиболее перспективным в зарубежной практике является создание жидкостей разрыва на углеводородной основе (сырые нефти, конденсат) с продольными или поперечными связями [ 45 ].

Для приготовления этих жидкостей в углеводороде растворяют полимер и в эту смесь добавляют нефтерастворимые соединения металла переходной группы (Zn, Zr, Mn, Fe и др). Для снижения потерь давления на трение реакцию образования поперечных связей регулируют так, чтобы это происходило в области малых сдвигов, т.е. в трещине разрыва. Вязкостные показатели жидкостей на углеводородной основе с поперечными связями высоки при пластовых температурах. Образование поперечных связей в геле обычно проходит в два этапа. Вначале реагирует вещество, образующее связи для увеличения вязкости, достаточной для переноса расклинивающего агента, а затем реагент с замедленным формированием поперечных связей, повышая вязкость до оптимальных значений после прохождения перфорационных отверстий. Высокая кажущаяся вязкость обеспечивает хорошую транспортирующую способность расклинивающего материала, потери давления на трение составляют 20% по сравнению с исходной углеводородной жидкостью. Для снижения вязкости и выноса жидкости из скважины применяют временные деструкторы. Жидкости ГРП, сшитые поперечными связями, обычно готовят заранее из местных нефтей.

**Мицеллярные растворы.** Обычные эмульсии и микроэмульсии (мицеллярные растворы) различаются размерами частиц:  $10^{-4}$  и  $10^{-4}$ - $10^{-6}$  мм, соответственно.

Эмульсии гетерогенны и неустойчивы (проявляют тенденцию к разделению фаз), в то время как мицеллярные растворы гомогенны и термодинамически устойчивы. Обычные мицеллярные растворы содержат три и более компонента: тенсид, воду, котенсид, электролит-ингибитор коррозии, бактерицид. Первых трех основных компонентов достаточно для образования мицеллярного раствора.

В качестве углеводорода могут использоваться сырая нефть, различные фракции перегонки нефти или парафиновые углеводороды. С целью экономии предпочтение отдают нефтям или тяжелым фракциям перегонки.

Тенсид, используемый для приготовления микроэмульсий, должен обладать способностью стабилизировать большое количество нефти. Им может быть анионный, катионный или неионный ПАВ, а также смеси поверхностно-активных соединений. При выборе ПАВ следует учитывать забойную температуру, содержание солей, pH пластовой воды, а также свойства воды, применяемой для приготовления растворов. Основной функцией ПАВ является снижение поверхностного натяжения между водной фазой и нефтью.

Катенсиды, как правило, являются полярными органическими соединениями типа моно- или полиспиртов, кислот, катионов, альдегидов, аминов. Электролит нейтрализует неорганические или органические соли. Наиболее часто применяют NaOH, KCl,  $\text{NH}_4\text{OH}$ ,  $\text{NH}_4\text{Cl}$ . Вязкость мицеллярного раствора может значительно вырваться за счет количества вводимых компонентов.

Верхний предел температуры, при которой жидкость сохраняет вязкостные характеристики, равен  $160^\circ\text{C}$ . В последнее время изучается возможность использования гидрофобных загустителей как жидкостей разрыва. В присутствии ПАВ эти загустители значительно увеличивают вязкость растворов на водной основе.

Например, акриламид может вступать в реакцию с относительно малым молярным количеством додецилметакрилата в

присутствии ПАВ и образовывать вещества с большой молекулярной массой. Данное соединение в присутствии солей существенно увеличивает молекулярный вес, а следовательно, и вязкость полимеров в растворе.

Вязкость жидкости зависит от присутствия ПАВ, солей, температуры и состава полимера. Вязкость мицеллярного раствора регулируют изменением концентрации в нем электролита. Недостатком этой или любой другой жидкости, содержащей акриламид, является гидролиз амидной группы при повышенных температурах. Гидролизированный полимер в присутствии ионов  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  может выпасть в осадок, что может осложнить освоение скважины после гидроразрыва.

#### § 4. □ □ □ □ □ □ □ □ □ □

Обработка пластов с использованием пен впервые была применена в 60-70-х гг., а в 1982г. составила 10% всех ГРП.

Для приготовления пен смешивают жидкость, газ, ПАВ и расклинивающий материал. Жидкой фазой являются вода, рассолы, кислоты, нефтепродукты, спирты или их водные растворы [46]. Для повышения стабильности пены жидкая фаза может быть загущена растворением в ней полимера. Пены на загущенной жидкости называются стабилизированными.

При получении пен для обработки пластов и приготовления эмульсий могут применяться любые водо- или нефтерастворимые ПАВ в зависимости от применяемой жидкости.

В качестве газового компонента используют в основном азот, как наиболее доступный и совместимый с нефтью и газом пласта, а также  $\text{CO}_2$  и природные газы. В последние годы нашли применение жидкости ГРП на основе жидкого  $\text{CO}_2$  [36], для приготовления которых в  $\text{CO}_2$  растворяют полимер ГРГ, сшивающий агент и деструктор. Пены используют для ГРП водочувствительных низкопроницаемых нефтяных и газовых коллекторов, в скважинах с аномально-низкими пластовыми давлениями (АНПД).

От других жидкостей ГРП пены отличаются низкой фильтратоотдачей, значительной песконесущей способностью, небольшими вязкостью и потерями давления на трение, высокой скоростью освоения.

Применение пен в 5-6 раз увеличивает производительность скважин на длительный период эксплуатации за счет [ 41 ] следующих факторов:

- большой протяженности обработки трещины, так как жидкость имеет низкую фильтратоотдачу при средней вязкости;
- хорошего размещения расклинивающего вещества при низкой скорости закачивания (благодаря высокой пескоудерживающей способности);
- низкой фильтрации (ограничивает вторжение пены в пласт не более чем на 1,5 см, причем при освоении небольшое количество жидкой фазы быстро удаляется из трещины);
- отсутствия в пене твердых веществ для регулирования фильтрации (позволяет при обратном токе очистить поверхность трещины и слой расклинивающего агента от жидкости и достигнуть максимальной производительности скважин).

При использовании пены опасность повреждения пласта минимальна, так как объемное содержание жидкости в пене составляет 15-40% и при освоении 90% этой жидкости извлекается на поверхность. Высокая скорость освоения скважин после проведения ГРП сокращает до минимума время пребывания жидкой фазы в пласте, что ограничивает ее влияние на набухание глин и адсорбцию пластом [47].

Низкие потери давления на трение при использовании пен позволяют повысить скорости закачивания жидкости разрыва через тонкие НКТ. К достоинствам метода относятся также быстрое получение результата, ограниченное использование резервуаров с водой, сокращение числа компонентов, большой объем жидкости ГРП при малых объемах доставляемых компонентов и др. [47].

Однако низкий гидростатический напор пены затрудняет ее использование в скважинах глубиной более 3000м. Создание необходимых давлений обработки требует повышения прочности обсадной колонны и НКТ. Пены не используют в пластах с высо-

ким давлением и большой проницаемостью (в последних значительна фильтрация пены), а также в трещиноватых коллекторах.

Сложно регулировать свойства пены, так как скорость потока, вязкость, несущая способность и фильтрация зависят от давления и скорости нагнетания жидкости и газа [ 36, 48 ].

Чем больше глубина скважины, тем выше стоимость обработки (пена сжимается и расход ее с повышением давления возрастает).

### **Свойства пен**

Свойства пены как жидкости-песконосителя (вязкость, несущая способность, структурная прочность, фильтратоотдача) определяются прежде всего ее качеством ( $\Gamma$ ), т.е. содержанием газа [ 49 ]:

$$\Gamma_{(T.p.)} = \frac{V_{ж(T.p.)}}{V_{ж(T.p.)} + V_{г(T.p.)}}, \quad (3.6)$$

где  $\Gamma_{(T.p.)}$ - газонасыщенность или качество пены при забойных условиях (температуре и давлении);  $V_{ж(T.p.)}$ - объем жидкости в забойных условиях;  $V_{г(T.p.)}$ - объем газа при температуре и давлении пласта.

На рис. 34 показана зависимость вязкости пены от ее качества. Область значений качества пены 0-0,54 характеризуется низковязкой дисперсией пузырей (вязкость воды).

В области значений качества 0,54-0,74 происходят заполнение пузырями всего объема пены и их столкновение (от начала упаковки до начала деформации). В диапазоне величин 0,74-0,95 пена является высоковязкой системой, где пузыри деформируются под действием внутреннего давления в них. При значениях качества более 0,95 пена превращается в туман со свойствами газа.

Так как газ сжимается, при закачивании в скважину пена уменьшается в объеме, соответственно снижаются ее качество и вязкость. Поэтому с увеличением глубины скважины и давления необходимо вводить в пену больше газа.

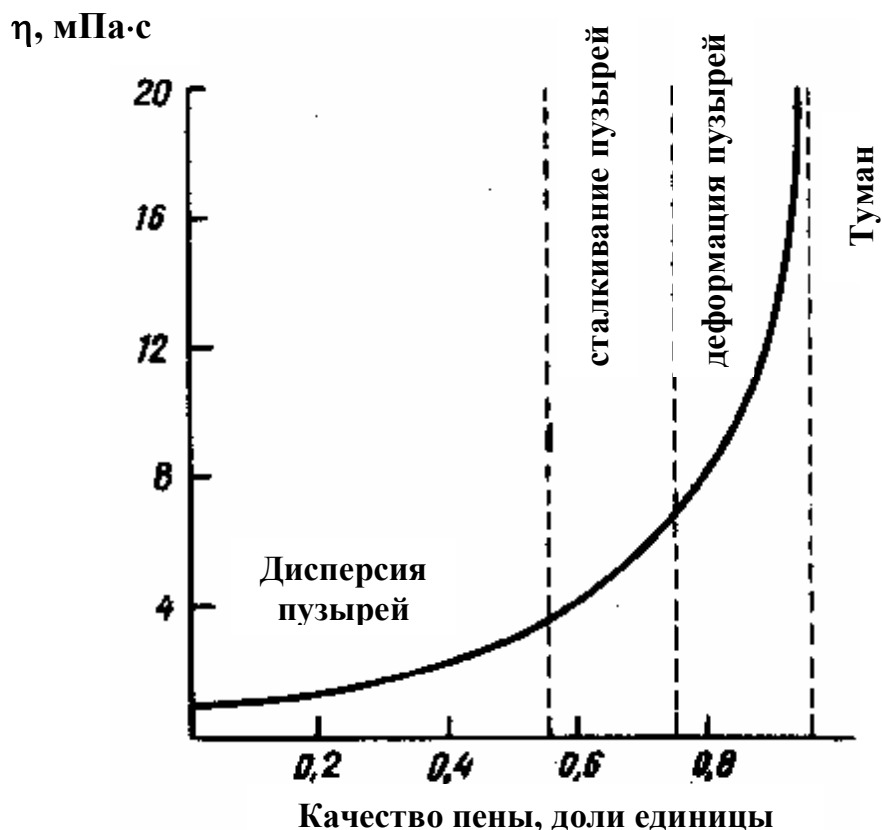


Рис. 34. Зависимость вязкости пены  $\eta$  от ее качества

Вязкость пены зависит не только от отношения объемов концентрации жидкой и газовой фаз, но и от вязкости газа во внутренней фазе вязкости жидкости во внешней фазе, типа ПАВ и природы образовавшейся пленки, электрических сил, распределения пузырей по размерам [ 50 ].

Подбором ПАВ можно регулировать вязкость и стабильность пены [36]. Наибольшее влияние на них оказывает вязкость внешней (жидкой) фазы. Так, при введении в жидкую фазу  $2 \text{ кг/м}^3$  гидроксипропилгуара кажущаяся вязкость пены при  $170 \text{ с}^{-1}$  увеличивается с 16 до 48 мПа·с , а при  $4 \text{ кг/м}^3$  - до 101 мПа·с.

Вязкость пен при забойных температурах и давлениях измеряют капиллярными вискозиметрами, регистрируя перепад давления и скорость потока. По полученным данным рассчитывают потери давления на трение и структурную прочность пены.

Структурная прочность пены (характеризуется напряжением сдвига), как и вязкость, повышается с увеличением качества

пены в интервале значений 0,64-0,95 [ 51 ]. Структурная прочность пен обуславливает их высокую пескоудерживающую способность. При сохранении стабильности пены выпадения песка из нее не наблюдается. Он оседает при расталкивании или деформации пузырьков [50]. Так как масса зерен песка мала для деформации пузырей и их число при высоком качестве пены достаточно, то зерна не выпадают в осадок. Пескоудерживающая способность (скорость осаждения частиц) пены с качеством 70 % на порядок выше, чем у загущенной жидкости вязкостью 1000 мПа·с [48].

Низкая фильтрация пены в поры пласта объясняется эффектом Жамена [50]. Пена может отфильтровываться в пласт, если пузырьки деформируются на входе в поры и вталкиваются в поровое пространство. Сила или энергия, необходимая для деформации сферических пузырей, обычно выше, чем развиваемая при давлении обработки, и утечки пены в пласт не происходит. Однако пузыри пены обычно малы, поэтому в высокопроницаемых пластах, где размер пор в 2 раза превосходит размер пузырей, пены отфильтровываются и их применение не имеет преимуществ перед другими жидкостями разрыва. Добавка закупоривающих веществ для снижения фильтрации пен не требуется, поэтому повреждение набивки минимально, что увеличивает производительность скважин после ГРП. Фильтрацию пен изучают в камере высокого давления в динамических условиях [48].

Плотность пены очень низка ( $0,2 \text{ г/см}^3$ ), однако с повышением давления и концентрации песка может достигать  $0,8 \text{ г/см}^3$ . При планировании ГРП плотность пены обычно рассчитывают.

Потери давления на трение пен также определяют расчетным путем с учетом плотности газовой фазы при существующих температуре и давлении, плотности жидкой фазы, расхода пены, гидравлического диаметра и глубины скважины. Расчетные величины могут быть проверены на скважине измерением давления на устье и забое с учетом скорости потока и температуры. Потери давления в перфорационных отверстиях вычисляют по плотности пены при существующих температуре и

давлении, расходу пены, числу и диаметру перфорационных отверстий [ 50 ].

Потери давления пен на трение обычно на порядок ниже, чем других жидкостей разрыва. Так, при прокачивании пены с качеством 0,75 по трубам диаметром 60 мм на глубину 3048 м со скоростью 63 л/с потери давления на трение составили всего 0,7 МПа [ 47 ]. Поскольку пена сжимаема, то потери давления на трение изменяются с температурой и давлением.

Важной характеристикой пен является стабильность. При перепаде давления возможно отфильтровывание из межпузырькового пространства нестабильной пены в пласт и разрушение пены. При выборе ПАВ важно учитывать их совместимость с горными породами и флюидами, гидрофобно-гипофильный баланс, обеспечивающий сильные вспенивающие и слабые эмульгирующие свойства для образования прочной пленки. Стабильность повышается при загущении жидкой фазы пены, при этом вытекание жидкости из межпузырькового пространства затрудняется [ 36 ].

### **Планирование пенного гидроразрыва**

При планировании пенного ГРП определяют необходимое для этого давление по известным данным о градиенте гидроразрыва соседних скважин или оценив его непосредственно в подлежащем разрыву пласте [ 50 ].

По значениям проницаемости, продуктивности пласта и данных по перфорации выбирают забойную пену необходимого качества, ее объем и скорость нагнетания в трещину.

На основе данных о коэффициенте фильтрации и вязкости пены в условиях забоя вычисляют геометрию трещины для разных объемов закачки.

Вычисляют устьевое давление нагнетания в пределах ограничений по прочности труб. При изменении запланированных параметров в промысловых условиях (потери скорости закачивания азота или жидкости из-за механических повреждений или отличия реального градиента разрыва от расчетного) вносят поправки.

Увеличением или уменьшением скорости закачивания азота контролируют скорость пены и ее качество. По изменению скорости закачивания жидкости контролируют качество пены. Заранее рассчитывают возможные отклонения от плана ГРП для оперативного внесения изменений в процесс.

Для осуществления пенного разрыва жидкий азот доставляют на скважину в агрегатах с емкостями вместимостью 27 м<sup>3</sup>. Агрегат оборудован двумя теплообменниками, где жидкий азот превращают в газообразный с максимальным давлением 105,4 МПа. Так как при качестве пены 0,75 жидкая фаза составляет 25%, то концентрация песка перед смешиванием суспензии с азотом должна быть в 4 раза выше, чем в пене. Поэтому суспензию пропускают через концентратор, и после введения в нее ПАВ малым дозировочным насосом смешивают с азотом [52]. На современном оборудовании концентрация песка в пене достигает 800-1200 г/л.

По окончании закачивания песка в трещину через 30 мин после закрытия скважины жидкость из нее возвращают через регулируемый штуцер. Давление обратного потока должно быть не менее чем на 1,4 МПа ниже давления, отмеченного при закрытии. При снижении давления в пласте газ в пене расширяется, и при значении ее качества более 0,95 она превращается в газ (туман), а песок оседает на дно трещины. Жидкая фаза выносится потоком газа [47].

## § 5. ВЫБОР ЖИДКОСТИ-ПЕСКОНОСИТЕЛЯ

Успех операции ГРП главным образом определяется выбором жидкости – песконосителя.

Жидкость выбирают с учетом планируемой производительности трещины: ее ширины, высоты, протяженности, степени заполнения расклинивающим веществом; плотности, размера и концентрации расклинивающего вещества; наземного оборудования, прочности труб; продолжительности операции, глубины скважины. Принимаются во внимание возможные потери давления, объем и темп закачивания; характеристики пласта (темпера-

тура, давление, мощность, тип коллектора, пористость, проницаемость, чувствительность к жидкости); стоимость процесса ГРП; трудности при освоении скважины по окончании операции.

В табл. 33 представлены характеристики основных типов жидкостей-песконосителей и рекомендации по их применению.

Таблица 33

| Жидкости ГРП состав, тип, фирма                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Условия применения                                                                                                                          | Свойства жидкостей                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Линейные водные гели (загущенная вода), содержащие 4-8 кг/м<sup>3</sup> любого водорастворимого полимера. При необходимости добавляют временной деструктор Water frac (Halliburton Co)<br/>                     Logel (Dowell Sch Co)</p>                                                                                                                                                   | <p>Нефтяные, газовые или нагнетательные скважины. Песчаные или известковые пласты с температурой 38-107°C</p>                               | <p>Преимущества: экономичны, низкие потери давления на трение.<br/>                     Недостатки: применимость в пластах с малой толщиной, в неглубоких скважинах с нечувствительными к воде пластами для создания коротких трещин малой производительности, низкая концентрация песка, большая фильтрация, неравномерное распределение песка в трещине</p>                                     |
| <p>Водные гели с поперечной связью. Гели на основе сшитых гуаровых и гидроксипропилгуаровых смол с добавками временного деструктора. Для повышения температуры использования добавляют стабилизаторы. Для улучшения очистки пласта и трещины в гель добавляют азот или углекислый газ<br/>                     Versagel (Halliburton Co)<br/>                     Widefrac (Dowell Sch Co)</p> | <p>Нефтяные и газовые скважины. Песчаные и известковые пласты любой проницаемости при температуре 21-148°C (со стабилизатором до 204°C)</p> | <p>Регулирование вязкости изменением концентрации полимера. Для уменьшения потерь давления на трение в трубах применяют замедленную сшивку. Приготавливают как периодическим, так и непрерывным смешиванием. Высокая и сверхвысокая концентрация расклинивающего вещества. применимы для массивированного ГРП. Получают трещины высокой проводимости. Возможен разрыв пластов большой толщины</p> |

Продолжение таблицы 33

| Жидкости ГРП состав, тип, фирма                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Условия применения                                                                                                                                                                                                                                            | Свойства жидкостей                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Высокотемпературный гель на основе производных целлюлозы. Состав из трех компонентов: быстрогидратирующего полимера (ГЭЦ); буферного вещества для регулирования времени гидратации; сшитого диальдегидом эфира целлюлозы, который гидратирует при высоких температурах за счет деструкции сшивок. Для улучшения очистки пласта в состав вводят временной деструктор<br/>Hy-Frac (Halliburton Co YF-63HC (Dowell Sch.Co)</p> | <p>Нефтяные, газовые и нагнетательные скважины. Песчаные или известковые пласты любой проницаемости. Изменением соотношения компонентов можно получить состав для температурного диапазона 66-204°C. Применяется в глубоких высокотемпературных скважинах</p> | <p>Низкая вязкость и потери давления в трубах, высокая вязкость и песконесущая способность в трещине при повышенных температурах. Применяют в широком диапазоне температур и времени обработки. Так как вязкость в трещине достигается за счет высокой концентрации полимера (до 10 кг/м<sup>3</sup>), гель не подвержен деструкции при сдвиге. Гель устойчив к солевым растворам, включая растворы, содержащие ионы кальция, и создан для больших обработок. После деструкции не образует осадка и не закупоривает пласт</p> |
| <p>Чистые гели – раствор синтетических полимеров (ПАА, ПВС). Включает временной деструктор. Может быть сшит до сверхвысокой кажущейся вязкости<br/>Kleen Gel (Halliburton Co)</p>                                                                                                                                                                                                                                              | <p>Нефтяные, газовые и нагнетательные скважины в пластах с температурой ниже 130°C</p>                                                                                                                                                                        | <p>Гель после действия деструктора не образует осадка. В трубах низкие потери давления на трение. Пригоден для обработки пластов большой толщины</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| <p>Кислотные гели. Водные сшитые гели полимеров, содержание 1-5% соляной кислоты и временной деструктор<br/>Acidgel (Halliburton Co)</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                       | <p>Нефтяные и газовые скважины, содержащие в продуктивных пластах карбонатные породы</p>                                                                                                                                                                      | <p>Позволяет повысить производительность скважины вследствие создания расклиненной трещины и увеличения проницаемости пласта под действием кислоты</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |

Продолжение таблицы 33

| Жидкости ГРП состав, тип, фирма                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | Условия применения                                                                                                                                                                  | Свойства жидкостей                                                                                                                                                                                                                       |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Водные сшитые гели на основе производных гуара с добавкой 5% нефти и эмульгатора. В состав жидкости входят замедленный сшивающий агент и временной деструктор<br>Statafrac (Dowell Sch Co)                                                                                                                                                                                                               | Нефтяные и газовые скважины любой проницаемости, песчаные и известковые пласты. В операциях, требующих низкой водоотдачи, высокой вязкости и стабильности при температурах до 149°C | Пониженная по сравнению с вязкими эмульсиями водоотдача                                                                                                                                                                                  |
| Загущенную нефть готовят растворением и суспензированием оксалата алюминия (алюминиевой соли фосфатного эфира) в углеводородах. Для повышения термостабильности до 160°C в состав вводят алюминиевую пудру. Реологические свойства регулируют введением кислот или щелочей и изменением соотношения фосфата к алюминию. Для снижения фильтрации добавляют силикатную муку<br>Vic-O-Frac (Halliburton Co) | Нефтяные скважины с температурой до 107-160°C, водочувствительные пласты                                                                                                            | Низкая вязкость, потери давления в трубах, высокая вязкость и песконесущая способность в трещине. При 110°C гель деструктурируется до вязкости нефти. Возможно создание широких трещин большой протяженности. Высокая концентрация песка |

Продолжение таблицы 33

| Жидкости ГРП состав, тип, фирма                                                                                                                                                                                                                                                                                       | Условия применения                                                                                                                 | Свойства жидкостей                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Полиэмульсии. Эмульсия на основе водного раствора полимера (20%) и углеводородной фазы (80%). Добавлены ПАВ, деструктор полимера, понизитель трения. Можно добавлять соли или кислоты. В качестве полимеров используют гуар, ГПГ, ГЭЦ<br/>Super Sandfrac (Dowell Sch Co)<br/>Super Emulsifrac (Halliburton Co)</p> | <p>Нефтяные и газовые скважины с плотными газовыми песчаниками, водочувствительными глинами в пластах при температуре до 177°C</p> | <p>Разрушение эмульсии в результате адсорбции ПАВ на поверхности пласта. Хороший вынос на поверхность обеспечивается деструкцией полимера. Низкая фильтрация, высокая вязкость позволяют создавать широкие трещины. После извлечения на поверхность углеводород можно использовать повторно</p> |
| <p>Гели на спиртовой основе представляют собой раствор полимера в 80%-ном метаноле. Для облегчения освоения азотом или углекислым газом гель вспенивают<br/>Alcogel (Halliburton Co)</p>                                                                                                                              | <p>Газодобывающие скважины, пласты с аномально-низкими давлениями при температуре до 149°C</p>                                     | <p>Низкие потери давления на трещине, высокая термостабильность, не повреждается пласт.<br/>Высокая вязкость и песконесущая способность, низкая фильтрация и потери на трение при вспенивании</p>                                                                                               |
| <p>Сшитый гель на углеводородной основе включает раствор полимера (МО-НТ) в углеводороде, сшивающий и временной деструктор (МО-НТ- гидрофобная модификация ПАА)<br/>My-T-Oil (Halliburton Co)</p>                                                                                                                     | <p>Нефте- и газодобывающие скважины, пласты, содержащие водочувствительные глины, при температуре до 149°C</p>                     | <p>Низкие потери давления на трение в трубах и высокая вязкость в пласте.<br/>Возможно создание широких, глубоко проникающих трещин с хорошим заполнением расклинивающим материалом. При деструкции не образует осадка, не повреждает пласт и набивку</p>                                       |

Продолжение таблицы 33

| Жидкости ГРП состав, тип, фирма                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Условия применения                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | Свойства жидкостей                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Пены на водной основе содержат 55-75% азота, воду или 1%-ный раствор хлористого калия, водный раствор ПАВ. Для повышения стабильности пены при высоких температурах в нее добавляют 2-4 кг/м<sup>3</sup> водорастворимого полимера<br/>                     Foam (Halliburton Co)<br/>                     Stabilized Foam (Dowel Sch Co)</p> | <p>Нефте- и газодобывающие скважины, в пластах проницаемостью <math>(0,1-10) \cdot 10^{-3}</math> мкм<sup>2</sup> и песчаниках при температуре до 150°C с низким давлением. С хлористым калием используется в пластах с высоконабухающими или мигрирующими глинами или низкопроницаемых пластах, частично чувствительных к чистой воде. С соляной кислотой используется в низкопроницаемых известняках, содержащих глину или имеющих естественные трещины</p> | <p>Высокая вязкость, низкая фильтрация, отличная пескоудерживающая способность пен, минимальное повреждение пласта. При пенном ГРП минимальны сроки освоения скважин и максимальная очистка пласта и песчаного слоя от жидкой фазы. Пена разрушается при снижении давления в трещине из-за расширения газа и превращается в туман</p> |
| <p>Пены на углеводородной или спиртовой основе содержат 55-75% азота или углекислого газа, ПАВ (нефте- или спирторастворимый), углеводород (нефть, дизельное</p>                                                                                                                                                                                 | <p>Нефтяные и газодобывающие скважины, пласты с высоконабухающими глинами, низкопроницаемые</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | <p>Низкая фильтрация, высокая транспортирующая способность, не повреждаются чувствительные к воде пласты. Максимальная очистка пласта и набивки от жидкости, минимальные</p>                                                                                                                                                          |

Продолжение таблицы 33

| Жидкости ГРП состав, тип, фирма                                                                                                                                   | Условия применения                                                                                            | Свойства жидкостей                                                                                                                                           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| топливо, керосин, кислоты), спирт (метанол, изопропанол и др.) или водные растворы спирта (40-80%)<br>Foam (Halliburton Co)                                       | пласты, чувствительные глинистые сланцы, высокогазовые песчаники с высоким давлением и температурой до 150° С | сроки освоения скважин                                                                                                                                       |
| Жидкости – песконосители на основе углекислого газа, в состав которых входят раствор полимера, сшивающий агент и деструктор YF “CO <sub>2</sub> ” (Dowell Sch Co) | Скважины с низким давлением и температурами 10-38; 21-80 и 52-135°С (в зависимости от добавок)                | Достоинства: высокая плотность и обеспечение дополнительной энергии для разрыва пласта.<br>Недостатки: образование осадка, содержащего соли кальция и магния |

Примечание: Sch Co – Schlumberger Co

## § 6. ВЫБОР РАСКЛИНИВАЮЩЕГО МАТЕРИАЛА И СВОЙСТВ ЖИДКОСТЕЙ – ПЕСКОНОСИТЕЛЕЙ

Если трещина не расклинена, то она закрывается после снижения (сброса) забойного давления на заключительном этапе ГРП. Наиболее часто в качестве расклинивающего материала применяется песок. Преимущества использования для этих целей песка следующие: пригодность для всех типов пластов; доступность и невысокая стоимость по сравнению с другими видами расклинивающих веществ; способность образования при хранении более мелких частиц, не теряющих высокой проницаемости. К недостаткам относится разрушение песка при давлении около 27,56 МПа, вследствие чего на большой глубине проводимость

трещины может снизиться в 10 и более раз. При рыхлой породе песок может внедриться в нее. Если песок не очищен и тщательно не просеян, попадание мелких частиц в трещину снижает ее проводимость.

В конце 50-х гг. в качестве расклинивающего материала стали применять раздробленную ореховую скорлупу. Опыты показали, что при введении ореховой скорлупы в частичный монослой повышается дебит в тех пластах, где могут возникнуть осложнения, связанные с внедрением частиц в породу пласта. Однако в полевых условиях реализовать это очень трудно. Чтобы обеспечить частичный монослой в вертикальной трещине, необходимо строго регулировать вязкость, скорость, концентрацию расклинивающего агента, применять растворимые буферные жидкости и т.д. По этой причине ореховую скорлупу в промышленном масштабе для гидроразрыва не применяют.

Преимущества использования в качестве расклинивающего материала алюминиевых шариков те же, что и у скорлупы, однако алюминий корродирует при контакте с горячим рассолом. Поэтому расклинивающие вещества из деформируемых металлов при гидроразрыве больше не применяются.

Стеклянные шарики стали широко использоваться в качестве расклинивающего материала для пластов, которые крошат расклинивающие материалы. Лабораторные эксперименты показывают, что до определенного момента стеклянные шарики реже разрушаются, чем песок. Однако при прохождении через насосы стеклянный шарик может в значительной степени утратить способность противостоять сжимающей силе. При появлении царапины он разрушается быстрее, чем песок. Стеклянные шарики начинают разрушаться при давлении около 41,3-47,5 МПа. При этом они измельчаются в порошок, а не в более мелкие частицы, как песок. Лабораторные данные свидетельствуют о том, что при измельчении стеклянных шариков в высокотемпературном рассоле проводимость трещины снижается по сравнению с проводимостью песка с частицами размером 0,42-0,84 мм.

Расклинивающий материал боксит, применяемый в промышленности, может обеспечить проводимость трещины на порядок выше, чем песок или стеклянные шарики, когда давление

при смыкании трещины приближается к 68- 90 МПа. Применение боксита целесообразно при гидроразрыве твердых пластов высокой и средней проницаемости, а также на больших глубинах, в зонах с низкой проницаемостью, где необходимо образование трещин очень большой длины.

Измерить жесткость породы можно при помощи пентрометра. При низком давлении вдавливания расклинивающий материал проникает в пласт и трещина полностью смыкается, при высоком давлении, т.е. в очень твердой породе, разрушается.

В большинстве случаев на поведение расклинивающего материала влияют следующие параметры:

- прилагаемая к нему нагрузка (давление на забое);
- размер частиц и сжимающие усилия, выдерживаемые расклинивающим материалом;
- число частиц расклинивающего материала, приходящихся на единицу площади трещины;
- давление, при котором происходит вдавливание частиц в пласт.

Необходимо предвидеть поведение расклинивающего материала и планировать гидроразрыв таким образом, чтобы после разрушения материала или его вдавливания трещина имела необходимую проводимость. При низких давлениях расклинивающий материал проникает (вдавливается) в пласт, при высоких – разрушается. В обоих случаях ширина трещины уменьшается, при этом ее проводимость снижается.

Давление вдавливания  $E_P$  можно измерить при помощи шарового пентрометра [ 53 ]:

$$E_P = \frac{4W_p}{\pi d_j^2}, \quad (3.7)$$

где  $W_p$ - нагрузка на пентрометр;  $d_j$  - диаметр вдавливания шара в породу.

Объем жидкости воздействия на скважину при гидроразрыве зависит от проводимости трещины, которая определяется ее размером и проницаемостью набивки из расклинивающего мате-

риала. Применение усовершенствованных жидкостей гидроразрыва обусловило образование более протяженных трещин, что увеличивает потребность в расклинивающих материалах, обеспечивающих более высокую проницаемость. Теоретические расчеты гидроразрыва показывают, что степень возбуждения скважины зависит от проводимости трещины. Например, десятикратное увеличение проводимости длинных вертикальных трещин может повысить степень возбуждения в 2-6 раз. Для поддержания первоначально высокой проводимости трещины при гидроразрыве необходима стимуляция.

Для определения эффективности гидроразрыва необходимо знать проводимость трещины, на которую большое влияние могут оказать два фактора: пластовое окружение (например, наличие горячего рассола может снизить проницаемость хрупких расклинивающих материалов, находящихся под напряжением); скорость потока (отклонение от закона Дарси). Учитывая эти факторы, можно совершенствовать технологию гидроразрыва, более тщательно выбирать расклинивающие материалы и испытывать их в лабораторных условиях.

Были исследованы толстые слои расклинивающего материала для определения некоторых переменных величин, влияющих на проводимость трещины, и закономерностей движения потока в трещинах, заполненных различной породой [53]. Этот подход оказался удачным для вертикальных трещин, заполненных несколькими слоями хрупкого расклинивающего материала. Формирование множества слоев при достаточно низкой вязкости жидкости гидроразрыва вызывает оседание на дно вертикальной трещины расклинивающего материала в период нагнетания флюида.

Многочисленные слои образуются также, когда флюид настолько вязок, что приостанавливает движение расклинивающего материала, когда во время нагнетания его концентрация достаточно высока, а трещина широкая. Проводимость расклиненной трещины при этих условиях гораздо меньше зависит от жесткости породы по сравнению с условиями образования монослоя или частичного монослоя расклинивающего агента, так как его вдавливание в породу, являющееся серьезным фактором в некоторых

породах, имеет меньшее значение. При некоторых условиях в трещинах любой ширины можно ожидать снижения проводимости окружающей породы.

На рис. 35 приведена схема устройства для измерения проницаемости расклинивающих материалов при различных значениях механического напряжения. Нагретые пластины пресса применяли для приложения напряжения к поршню камеры из нержавеющей стали, содержащей расклинивающий материал. В прямоугольном участке камеры на расстоянии 180 мм были расположены датчики давления. Внутренняя ширина камеры, расположенной горизонтально, 38 мм. Высота слоя расклинивающего материала, находящегося под напряжением, составляла около 12 мм. Лист из твердой резины толщиной 3 мм, вырезанный по форме камеры, применялся для изоляции поршня от стенок камеры. Тонкий слой из нержавеющей стали между резиной и расклинивающим материалом препятствует его проникновению в резину. Изоляция предотвращала утечку жидкости при давлении в камере до 1,38 МПа и температуре не выше 149 °С.

Данные исследования по соотношению проницаемости расклинивающего агента и напряжения были получены при воздействии различных напряжений в течение 1 ч перед измерением проницаемости. Были получены зависимости влияния длительности воздействия на проницаемость при постоянном напряжении. В двух экспериментах на песок в 10-20%-ном рассоле с температурой 121 °С в течение трех недель воздействовали напряжением 34,5 МПа. В одном эксперименте горячий рассол пропускали через песок постоянно, а в другом - только при измерении проницаемости.

Пористость расклинивающих материалов также определяли измерением общего объема камер и взвешиванием расклинивающего агента. Пористость более крупных расклинивающих материалов при воздействии минимальным напряжением составляла 32-35 %, и при максимальном уровне напряжения она снизилась до 20 %.

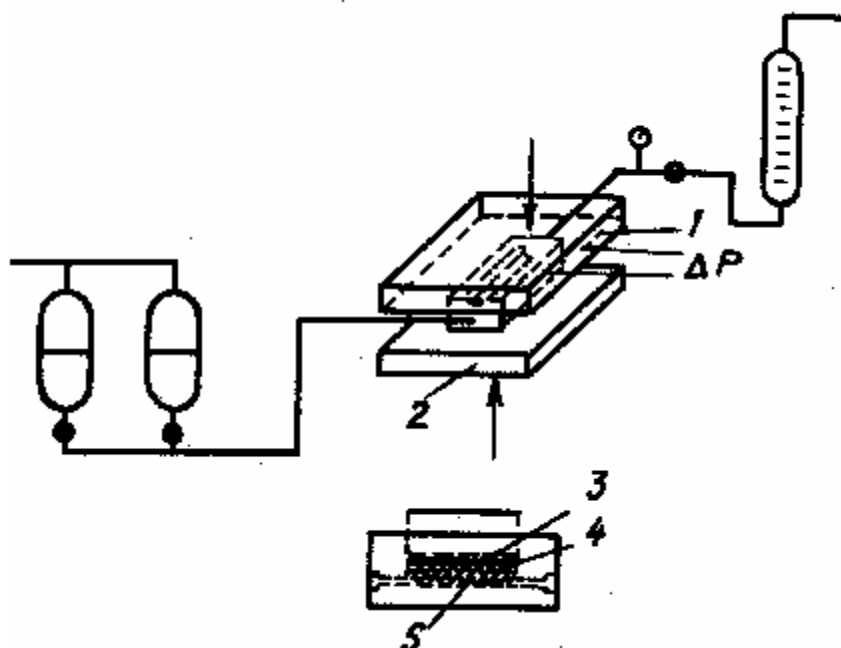


Рис. 35. Схема устройства для измерения проницаемости расклинивающих материалов при различных значениях механического напряжения:

1- температурный зонд; 2 – нагретые пластины; 3 – резина;  
4- лист нержавеющей стали; 5- расклинивающий материал.

Проницаемость измеряли, применяя достаточно низкие скорости потока во избежание условий, при которых нарушается закон Дарси, и производили экстраполяцию измерений к нулевой скорости потока. Использовались образцы песка с частицами размером от 3-4 мм до 0,25- 0,125 мм. Рассол содержал 2 % хлорида натрия и 0,5 % хлорида кальция.

На рис. 36 показано влияние напряжения и типа жидкости на проницаемость песка. Кривую зависимости проницаемости от напряжения определяли для песка в 8-12 меш при 24, 65,5 и 121 °С. При температуре 65,5 °С устанавливали проницаемость рассола нефти и газа при остаточной насыщенности воды. Заме-

ры с применением всех этих жидкостей и с указанными температурами имеют отклонения значений проницаемости  $\pm 20\%$  (кривая 1). Проницаемость рассола с температурой  $121^\circ\text{C}$ , прокачиваемого через расклинивающий материал, была пониженной (кривая 2).

Зависимости проницаемости от напряжения, полученные в приведенных экспериментах, могут быть использованы для достаточно жесткой породы, при большом размере трещин и малом проникновении жидкости в породу. Измерения показали, что проницаемость некоторых видов песка при высоком напряжении через 6 мес значительно снизилась по сравнению с первоначальной.

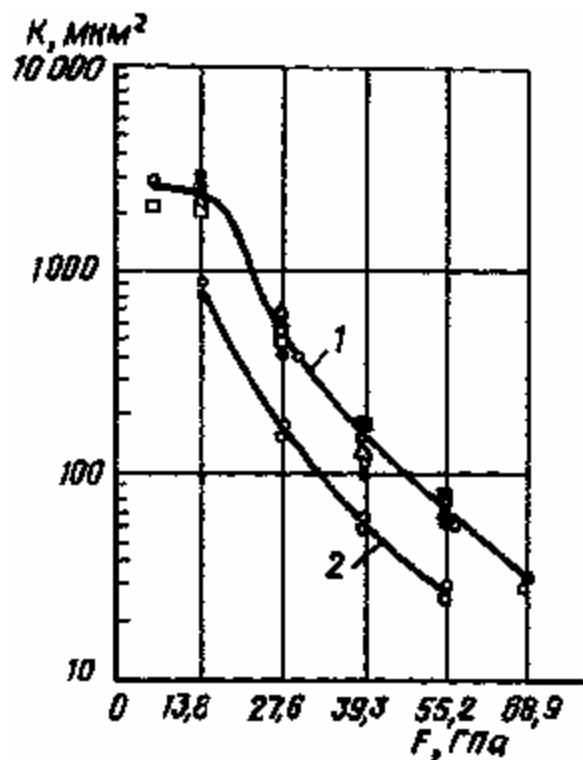


Рис.36. Зависимость проницаемости  $K$  от напряжения  $F$  для различных жидкостей и температур:  
 1- средняя кривая для различных жидкостей и температур;  
 2 – для рассола с температурой  $121^\circ\text{C}$

Окружающая среда, в частности вода, контактирующая с кристаллическими и аморфными неорганическими твердыми частицами, вызывает их быстрое разрушение под воздействием напряжения. Особенно заметна зависимость прочности стекла и окиси алюминия от окружающей среды и температуры. Испытания в среде с разным содержанием влаги показали, что чем суше окружающая среда, тем выше прочность материала. Вода способствует разрыву песчаника только при повышенных температурах. Растворы алюминия и ионы железа в концентрациях, существующих в природе, вызывают разрыв кварца при низких температурах. Прочность песчаника на разрыв снизилась на 15% в присутствии разбавленного раствора хлорида алюминия.

На проводимость трещины может влиять также отклонение от закона Дарси при высоких скоростях потока. Факторы турбулентности, измеренные под напряжением для песка, были в 2-50 раз выше, чем результаты, полученные путем экстраполяции соотношения для сцементированного песчаника. Если проницаемость песков была одинаковой, то фактор турбулентности оказывался ниже для менее разрушенного песка. Необходимо также учитывать турбулентность потока при планировании гидроразрыва в газовых скважинах.

## § 7. РАЗРАБОТКА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ЖИДКОСТЕЙ

В отечественной промышленности для ГРП до сих пор еще используют низкоэффективные жидкости-песконосители: загущенную сульфитно-спиртовой бардой и раствором ПАА воду; загущенную битумом, синтетическими и жирными кислотами и полиизобутиленом нефть; эмульсии типа вода в нефти (нефtekислотные эмульсии, инвертные эмульсии).

Из-за существенных недостатков загущенной воды область ее применения ограничена. То же относится и к загущенной нефти, существенно снижающей проницаемость пласта, так как загущающие ее агенты в отличие от водорастворимых полимеров не деструктурируются и не выносятся из пласта. Эмульсии типа

вода в нефти, обладающие низкой стабильностью, значительно повреждают водочувствительные пласты, так как в их состав входит до 80% воды, которая высвобождается при разложении эмульсии. В зарубежной практике обратные эмульсии не применяют.

Для разработки отечественных жидкостей на водной основе необходимо развивать производство прежде всего полимеров высокой молекулярной массы: эфиров целлюлозы (КМЦ-700, оксиэтилцеллюлозы, карбоксиметилоксиэтилцеллюлозы), биополимеров, легкорастворимых модификаций полиакриловых смол и поливинилового спирта. По мнению автора, широко применяемые за рубежом натуральные смолы и их производные (гуар, гидроксипропилгуар) не следует производить в нашей стране, так как нет сырьевой базы для их изготовления. Свойства натуральных смол идентичны целлюлозным и синтетическим полимерам.

Следует уделить внимание разработке композитных полимерных составов для получения жидкостей ГРП на водной основе непрерывным смешением, а также функциональных добавок для них (регуляторы pH, сшивающие вещества; деструкторы; термостабилизаторы; ускорители и замедлители процессов сшивки и деструкции; вещества, уменьшающие фильтратоотдачу и потери давления на трение; ПАВ). Для водочувствительных коллекторов наиболее перспективна разработка жидкостей на углеводородной основе (полиэмульсии, нефтяные гели) и стабильных пен.

Повышение надежности операций ГРП обуславливает разработку методов и аппаратов для исследования свойств жидкостей-песконосителей (реологических параметров, фильтратоотдачи, потерь давления на трение) и их влияния на коллекторские свойства и слоя расклинивающего материала.

Важной задачей является разработка технологии приготовления больших объемов (100-200 м<sup>3</sup>) жидкости-песконосителя, смесительных и дозирующих устройств, а также методов контроля качества жидкости и оперативных методов корректировки состава в ходе операции.

Во ВНИИРКнефти разработана жидкость-песконоситель на основе сшитого геля с регулируемыми реологическими характеристиками для динамической температуры забоя (до 80°C).

В состав жидкости входят следующие компоненты: А – КМЦ-700; В – соль переходного металла; С- восстановитель; Д – деструктор.

Смесь готовят на пресной воде или на 1-2% растворе хлористого калия. Время начала гелеобразования и время деструкции жидкости регулируют изменением концентрации реагентов (рис.37 и 38).

Применяя различные концентрации реагентов В,С,Д, время гелеобразования жидкости при 80°C можно изменять от 3 до 15 мин, а время деструкции – от 0,5 до 15 ч.

Вязкость сшитого геля регулируют изменением концентрации полимера. Ниже приведена такая зависимость для сшитого геля (состав: В – 3%; С – 0,3%; Д - 1%) при 80°C и скорости сдвига 300 с<sup>-1</sup> :

|                           |     |     |     |
|---------------------------|-----|-----|-----|
| Концентрация полимера, %  | 1,5 | 2   | 2,5 |
| Кажущаяся вязкость, мПа·с | 120 | 250 | 500 |

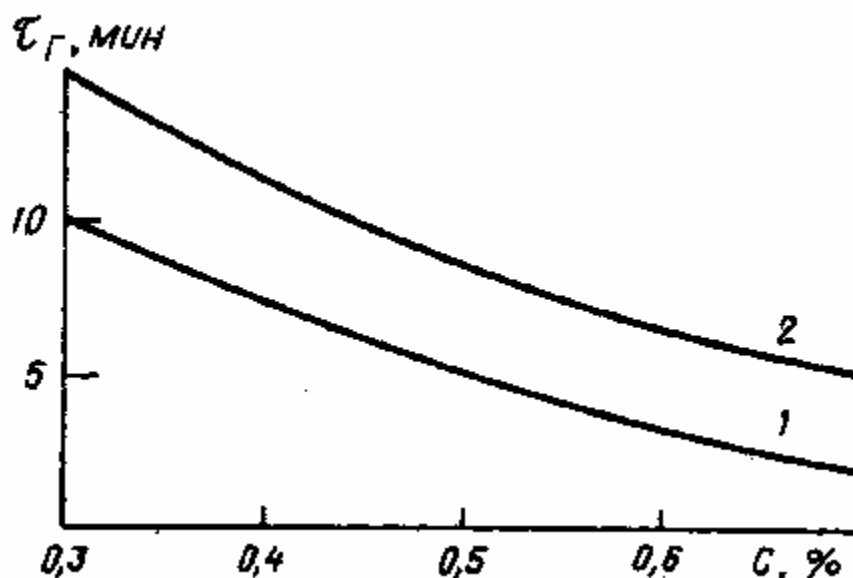


Рис. 37. Зависимость времени гелеобразования ( $\tau_g$ ) состава от концентрации восстановителя (С) при  $T=80^\circ\text{C}$ :

1. А=2,5%, В=3%, Д=1,75%, ;
- 2 . А=2,5%, В=2%, Д=1%,

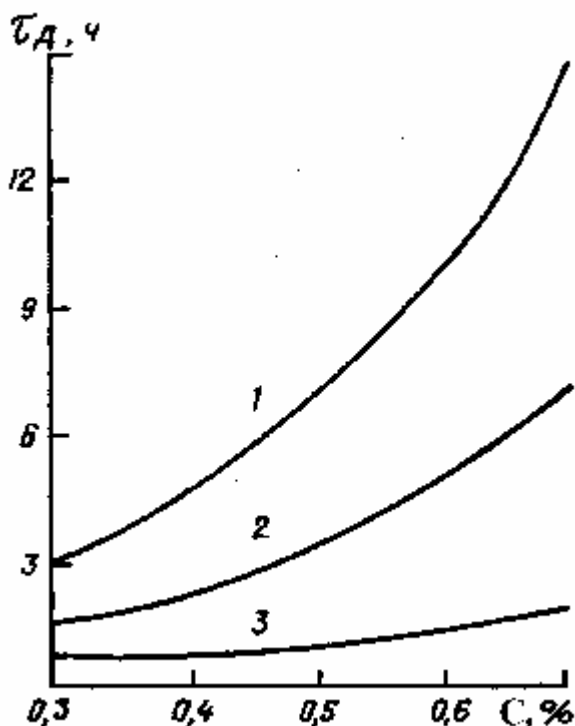


Рис. 38. Зависимость времени деструкции ( $\tau_d$ ) геля ( $A=2,5\%$ ,  $B=3\%$ ;  $T=80^\circ\text{C}$ ) от концентрации  $C$  восстановителя:  
 1- $D=1,05\%$ ; 2 –  $D=1,75\%$ ; 3-  $D=1,45\%$

По экспериментальным данным выбран оптимальный состав жидкости – песконосителя на основе сшитого КМЦ:  $A - 1,5 - 2,5\%$ ;  $B - 3\%$ ;  $C - 0,3\%$ ;  $D - 1\%$ .

Вязкость этой жидкости в трубах низкая (рис. 39), следовательно, потери давления на трение незначительны. В трещине высокая вязкость и песконесущая способность жидкости сохраняются в течение 2-2,5 ч. Полная деструкция (снижение вязкости до 10-30 мПа·с) происходит через 5-6 ч прогрева.

В зависимости от условий проведения операции ГРП параметры жидкости можно изменять, пользуясь следующими формулами (для температуры забоя  $80^\circ\text{C}$ ):

$$\tau_r = \exp (0,06-2,3 C - 0,24 B - 0,29 D); \quad (3.8)$$

$$\tau_d = \exp (1,40 + 4,61 C - 0,27 B - 1,01 D) \quad (3.9)$$

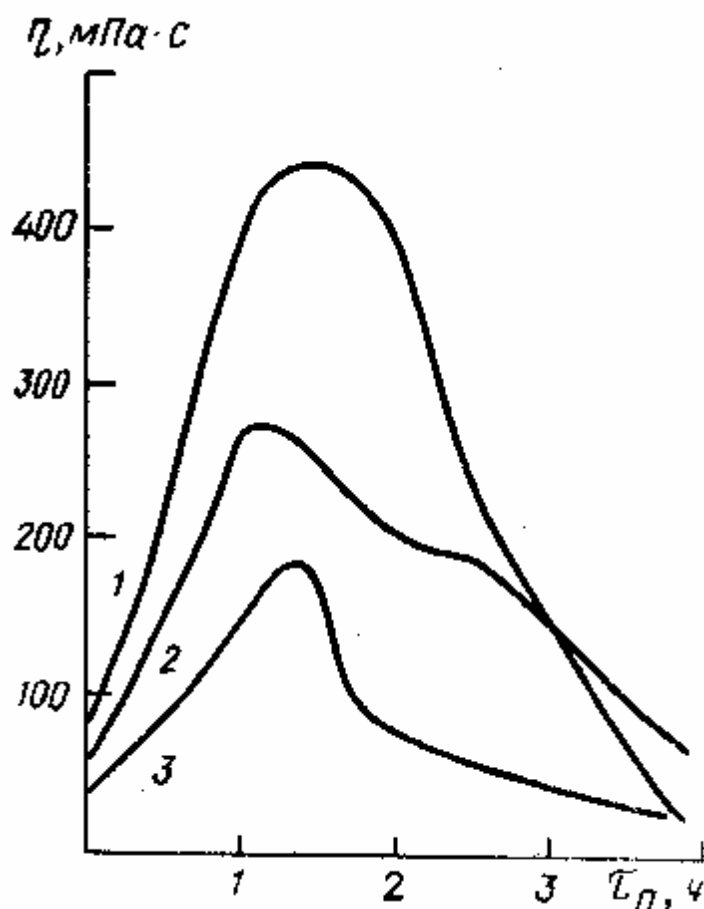


Рис. 39. Зависимость кажущейся вязкости  $\eta$  геля с оптимальным составом ( $80^\circ\text{C}$ ,  $300\text{ с}^{-1}$ ) от времени прогрева  $\tau_p$  при:  
 1 –  $A=2,5\%$ ; 2 –  $A=2\%$ ; 3-  $A=1,5\%$

Для определения влияния жидкости на коэффициент восстановления проницаемости пласта использовали установку АКМ-2. Жидкость с температурой  $80^\circ\text{C}$  фильтровалась через керн и после 5-6 ч прогрева в нем (до полной деструкции) обратным путем определялась проницаемость керна по керосину. Коэффициент восстановления проницаемости при перепаде давления 1 МПа составлял 78-85%.

Таким образом, разработанная жидкость отвечает требованиям, предъявляемым к жидкостям – песконосителям, для скважин с динамической температурой на забое до  $80^\circ\text{C}$  в песчаных и известковых пластах.