

# ТЕХНОЛОГИИ ВЫТЕСНЕНИЯ ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ ПОКУРСКОЙ СВИТЫ ВАНЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

П.В. ДОНКОВ, В.А. ЛЕОНОВ,  
Ф.Я. КАНЗАФАРОВ  
(СП «Ваньеганнефть»)

На Ван-Ёганском месторождении из 750 млн. т. геологических запасов более 60 % приходится на запасы пластов покурской свиты (ПК), коллекторы которых представлены песчано-глинисто-алевролитовыми породами, характеризующимися значительной неоднородностью. Слабосцементированные песчаники имеют плотность 1900- 2000 кг/м<sup>3</sup>, пористость 22-28%, проницаемость 10-700 мД, остаточную водонасыщенность 20-30%. Большинство сеноманских газонефтяных залежей Ван-Еганского месторождения представлены водоплавающей оторочкой вязкой нефти с газовой шапкой. В настоящее время отсутствует опыт разработки подобных залежей. Запасы залежей покурской свиты относятся к трудноизвлекаемым и для их добычи необходимо разработка новых технологий.

Нефти залежей ПК имеют следующие характеристики: плотность нефти в пластовых условиях 850 –920 кг/м<sup>3</sup>; вязкость изменяется для разных пластов от 95 до 417 мПа\*с и значительно зависит от температуры (см. Рис 1). Повышенная вязкость нефти обусловлена большим содержанием (12-13%) смолистых включений; давление насыщения – 1.9-4 МПа; газовый фактор – 22-27 м<sup>3</sup>/т; пластовое давление – 12-14 МПа; температура в пластовых условиях – 32-49 °С.

Разработка существующих месторождений с залежами повышенной вязкости показывает, что коэффициент извлечения нефти не превышает: на естественном режиме – 0.07; при вытеснении нефти подтоварной водой – 0,15; при использовании паротеплового воздействия – 0,3.

Эффективная разработка залежей вязкой нефти для пластов ПК необходимо решить следующие задачи:

1. Обеспечить эффективное вытеснение вязкой нефти, что требует значительного понижения подвижности рабочего агента в пластовых условиях.

2. Создать в пласте запас энергии, достаточный для активного притока жидкости к скважинам, для этого необходимо обеспечить компенсацию отбора жидкости из пласта нагнетаемым рабочим агентом.

3. Предупредить в процессе бурения загрязнение пласта, вскрывая его на специальном буровом растворе (биополимерном).

4. Сохранить коллекторские свойства при глушении и освоении скважин с использованием гидрофобных микроэмульсий с целью предотвращения попадания в призабойную зону техногенной воды и выпадения солей.

Процесс вытеснения нефти из обводненных пластов зависят от многих факторов, но прежде всего, от характера литологической неоднородности, солевого со-

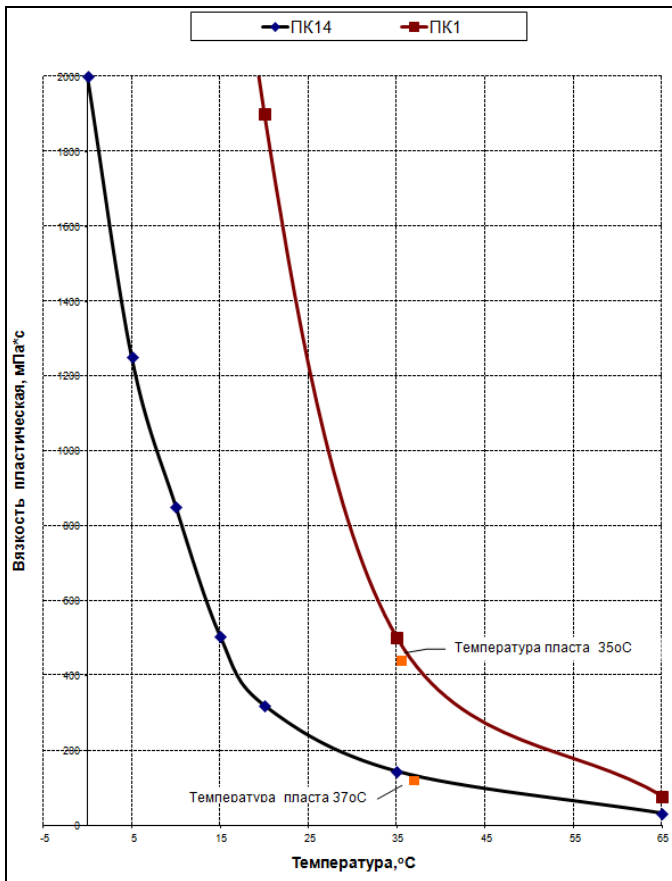


Рис. 1. Изменение пластической вязкости нефтей залежей  $PK_1$  и  $PK_{14}$  от температуры

става и смачиваемости пористой среды, от распределения остаточной нефти и воды в пласте перед началом реализации процесса и др.

При вытеснении вязкой нефти наблюдается явление вязкостной неустойчивости, которое заключается в проникновении «языков» воды или газа в добывающие скважины с самого начала разработки. Вязкостная неустойчивость резко снижает коэффициент охвата по площади и по мощности. Необходимо подобрать рабочий агент с подвижностью (отношение эффективной проницаемости флюида к его динамической вязкости), равной подвижности вытесняемой нефти. Если вытесняющий агент обладает высокой подвижностью по сравнению с вытесняемой вязкой нефтью (газ, вода), то агент вытесняет нефть и продвигается вглубь пласта от призабойной зоны нагнетательных скважин по наиболее высоко проницаемым пропласткам. Если вытесняющий агент

вытесняет нефть и продвигается вглубь пласта от призабойной зоны нагнетательных скважин по наиболее высоко проницаемым пропласткам. Если вытесняющий агент

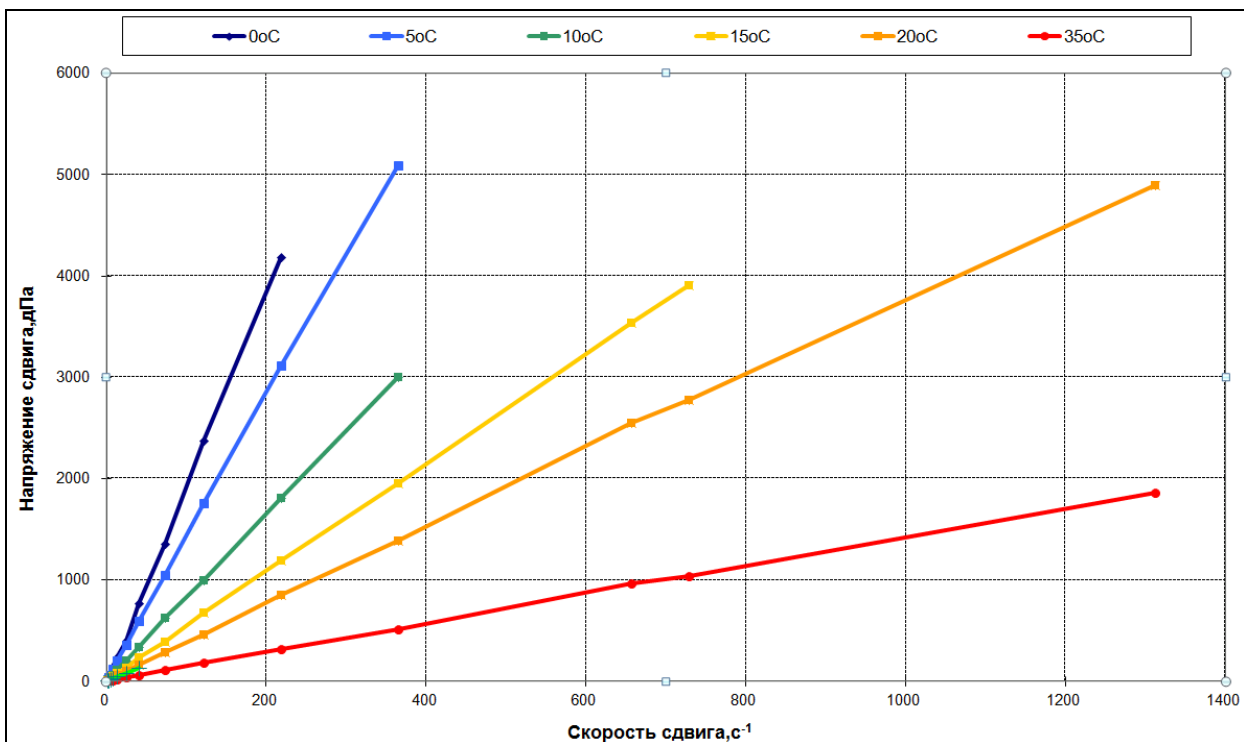


Рис. 2. Кривые течения нефти залежей  $PK_{14}$  при различных температурах

обладает более низкой подвижностью по сравнению с вытесняемой нефтью, то резко возрастает фильтрационное сопротивление нагнетательной скважины, приемистость скважины; объем закачки вытесняющего агента по сравнению с отбором продукции из пласта и пластовое давление снижается. В результате и в том и в другом случаях коэффициент извлечения нефти остается на низком уровне. Теоретические расчеты и эксперименты показывают, что условием фильтрации в пласт эмульсии является превышение диаметра фильтрационных каналов над размерами глобул микроэмульсий в несколько раз. При средних диаметрах проводящих каналов пласта 0.3–0.6 мкм фильтрация рабочего агента в пласт возможно при среднем размере глобул микроэмульсий 0.1–0.2 мкм.

Таким образом, эффективное вытеснение вязкой нефти из пласта достигается при нагнетании в пласт вытесняющего агента с реологическими свойствами и подвижностью, приближенными к вытесняемой нефти. Причем агрегативная устойчивость вытесняющего агента (эмульсии) в пластовых условиях должна быть такой, чтобы вытесняющий агент, в данном случае водонефтяная эмульсия, не разрушался и не разделялся на компоненты в процессе вытеснения, а размеры глобул микроэмульсии позволяли осуществлять процесс фильтрации в порах продуктивного пласта.

Как видно из рис. 1, вязкость нефтей залежей ПК резко повышается при снижении температуры от 35°C до 0°C, а повышение температуры выше 35°C не оказывает столь значительного влияния на вязкость нефти.

При разработке способа вытеснения и выбора вытесняющего рабочего агента необходимо определить реологическое поведение вязкой нефти, а именно, исследовать кривые течения (зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига) при различных температурах. Как видно из рис.2, нефти залежей ПК в пределах 0-65°C являются ньютоновской жидкостью, т.е. вязкость нефти не зависит от скорости сдвига.

Авторами разработан рабочий агент для вытеснения вязкой нефти на основе водонефтяных микроэмульсий обратного типа.

На рис. 3 показана зависимость пластической вязкости вытесняемой нефти и различных рабочих агентов от температуры. При температуре пласта ПК<sub>14</sub>, равной 37°C наиболее близким по значению пластической вязкости по отношению

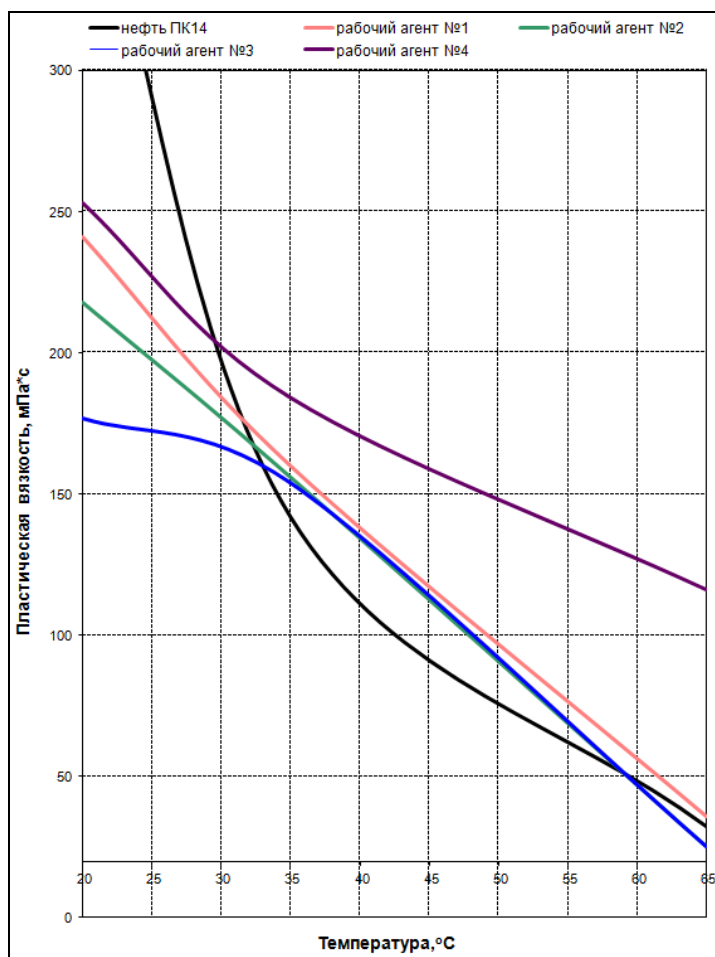


Рис. 3. Изменение пластической вязкости нефти и различных рабочих агентов от температуры

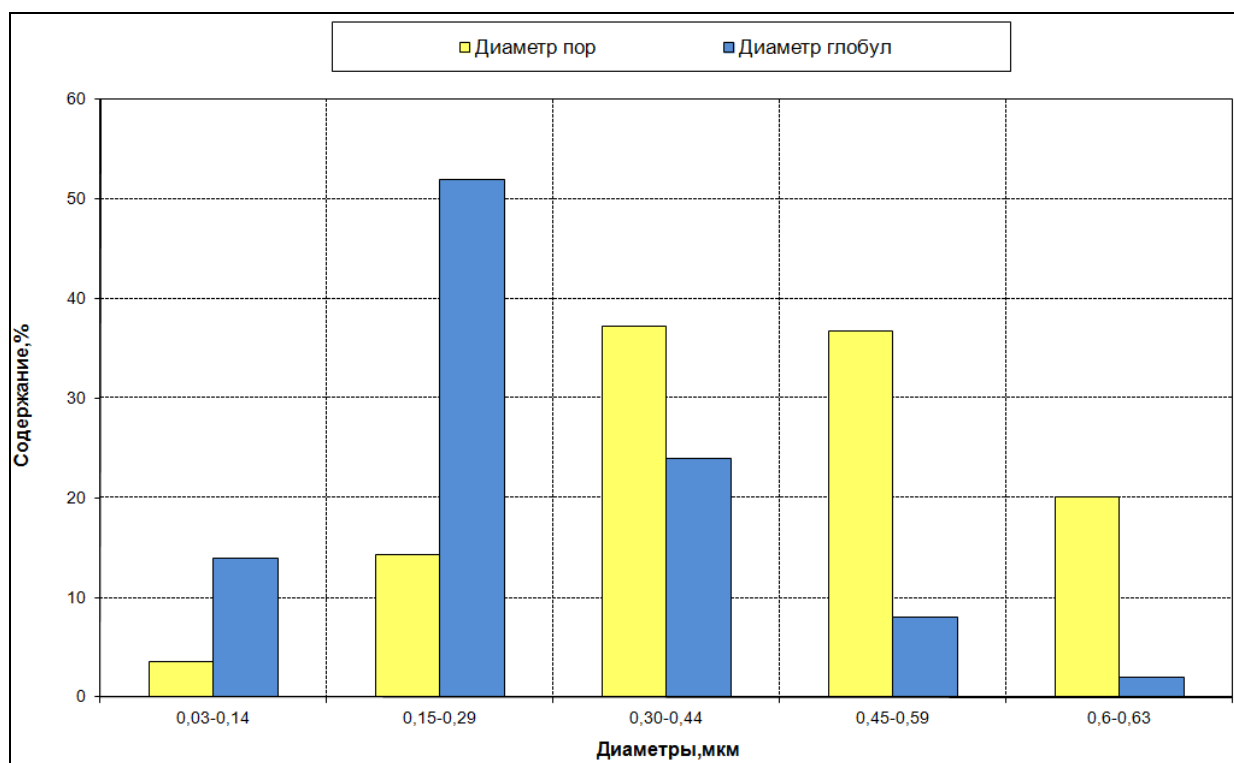


Рис. 4. Распределение диаметров пор коллектора ПК14 и диаметров глобул рабочего агента

к вязкости нефти пласта ПК<sub>14</sub> из 32 исследованных рабочих агентов являются составы 1, 2, 3, различающиеся по содержанию и свойствам компонентов.

На рис. 4 показана гистограмма распределения диаметров пор (проницаемостей) коллектора ПК<sub>14</sub> и диаметров глобул водонефтяной микроэмульсии (рабочего агента).

Преимуществами исследованных рабочих агентов являются:

- возможность регулирования реологическими свойствами водонефтяных микроэмульсий в широких диапазонах путем изменения свойств и содержания составляющих компонентов эмульсии;

- возможность приготовления в промышленных условиях путем отбора основных компонентов микроэмульсии из добывающих скважин или системы нефтегазосбора;

- низкая стоимость рабочего агента, так как основным компонентом (более 80%) является вода, а специальные химические добавки не превышают 3%.

Для создания в пласте достаточного запаса энергии необходимо после закачки оторочки рабочего агента (5-20% объема пор) нагнетать подтоварную воду.

На Ван-Ёганском месторождении при глушении скважин для сохранения гидродинамических фильтрационных свойств скважин используются предложенные авторами гидрофобные микроэмульсии. В результате внедрения данной технологии коэффициент продуктивности, определяемый по КВУ, практически совпадает с коэффициентом продуктивности, полученным по индикаторной кривой, в то время как для аналогичных скважин соседних предприятий эти коэффициенты отличаются на несколько десятков процентов.

Таким образом, предлагаемая технология вытеснения вязкой нефти залежей ПК на Ваньеганском месторождении должна существенно повысить коэффициент извлечения нефти и темпы выработки запасов вязкой нефти. Однако, рентабельная разработка залежей ПК Ваньеганского месторождения, несомненно, предполагает налоговые льготы и значительные инвестиции.