

Рис. 1 Теоретические кривые давления

Максимум на диагностическом графике КВД определяется величиной скин-эффекта. Время влияния емкости ствола скважин на КВД - (посл которое фиксирует горизонтальный участок КВД (посл – время после притока).

Эти кривые получены в предположении, что влияние скин-эффекта и емкости ствола скважин на КВД одновременное и продолжается их влияние определенное время. Однако время влияния этих факторов на КВД может сильно отличаться.

Приведенные КВД на рис.1 не отражают истинные процессы, происходящие в пласте, так как они не учитывают различное влияния факторов скин-эффекта и емкости ствола скважин на КВД.

На рис.2 приведены графики давления в логарифмических и лог-лог координатах, отражающие реальное влияние скин-эффекта и емкости на КВД.

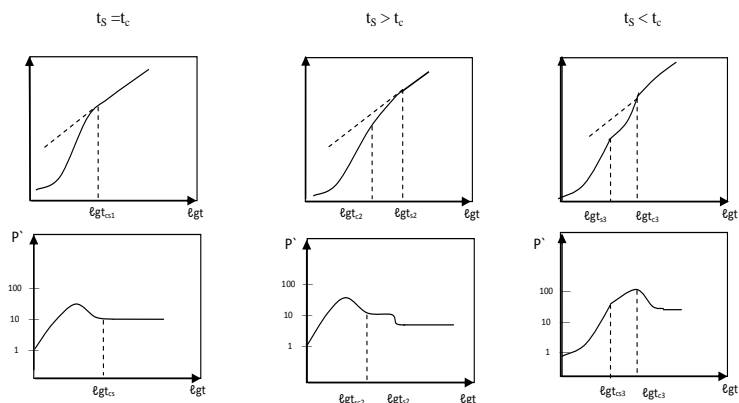


Рис. 2 КВД, t_S и t_c – время влияния скин-эффекта и емкости ствола

По данным предоставленных КВД возможно более достоверно определить режим фильтрации в ПЗП, фактическую величину скин-эффекта и проницаемости пласта и ПЗП.

Литературы

1. Карнаухов М.Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин. – М.: Инфра – Инженерия, 2010. – С. 147-148.
2. Hawking M.F. A Note on the Skin Effect Dec, 1956. – p.65.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ПРОЦЕСС АГРЕГАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ МЕТОДОМ ОПТИЧЕСКОЙ МИКРОСКОПИИ

К.В. Синебрюхов

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В.Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В современном нефтегазовом комплексе существует ряд проблем при добыче и эксплуатации месторождений. В частности, это образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в порах продуктивного пласта, призабойной зоне, технологическом оборудовании, трубопроводах и т.д. Асфальтенами называют фракции нефти, нерастворимые в нормальных алканах при нормальных условиях, но растворимые в избытке ароматических соединений. Практическая ценность знаний об асфальтенах неизмерима, так как именно эти компоненты во многом определяют поведение нефтяных систем [1,2]

В данной работе было проведено исследование особенностей поведения нефтяных асфальтенов в зависимости от температуры. Растворы асфальтенов в смеси толуола и н-гептана являются подходящими объектами для изучения процесса осаждения асфальтенов и взяты в качестве модельной системы для дальнейшего изучения.

Исследования проводились методом оптической микроскопии с использованием модульного биологического микроскопа Olympus CX41, включающего в себя программное обеспечение анализа изображений ImageScore Color. Микроскоп позволяет увеличивать изображение с кратностью в пять, десять, двадцать и пятьдесят раз, с помощью объективов. Преимуществами данного метода являются:

- возможность проведения прямых измерений;
- небольшое количество пробы;

возможность проводить обработку изображений, калибровку размеров и ручных измерений по изображениям, статистическую обработку результатов измерений.

В качестве образцов исследования были использованы асфальтены нефти Усинского месторождения. Образцы асфальтенов были предоставлены Институтом химии нефти СО РАН г. Томска. Концентрация основного раствора асфальтенов в толуоле составляла 0,157 г/л.

Асфальтены этого месторождения полностью растворяются в толуоле при данной концентрации, образуя молекулярный раствор, что было зафиксировано на приборе Photocor Complex. При некотором пороговом значении отношения н-гептан/толуол, раствор асфальтенов становится неустойчивым и частицы асфальтенов начинают коагулировать. Для исследования влияния температуры на модельную систему, к основному раствору был добавлен н-гептан в количестве 61 % об.

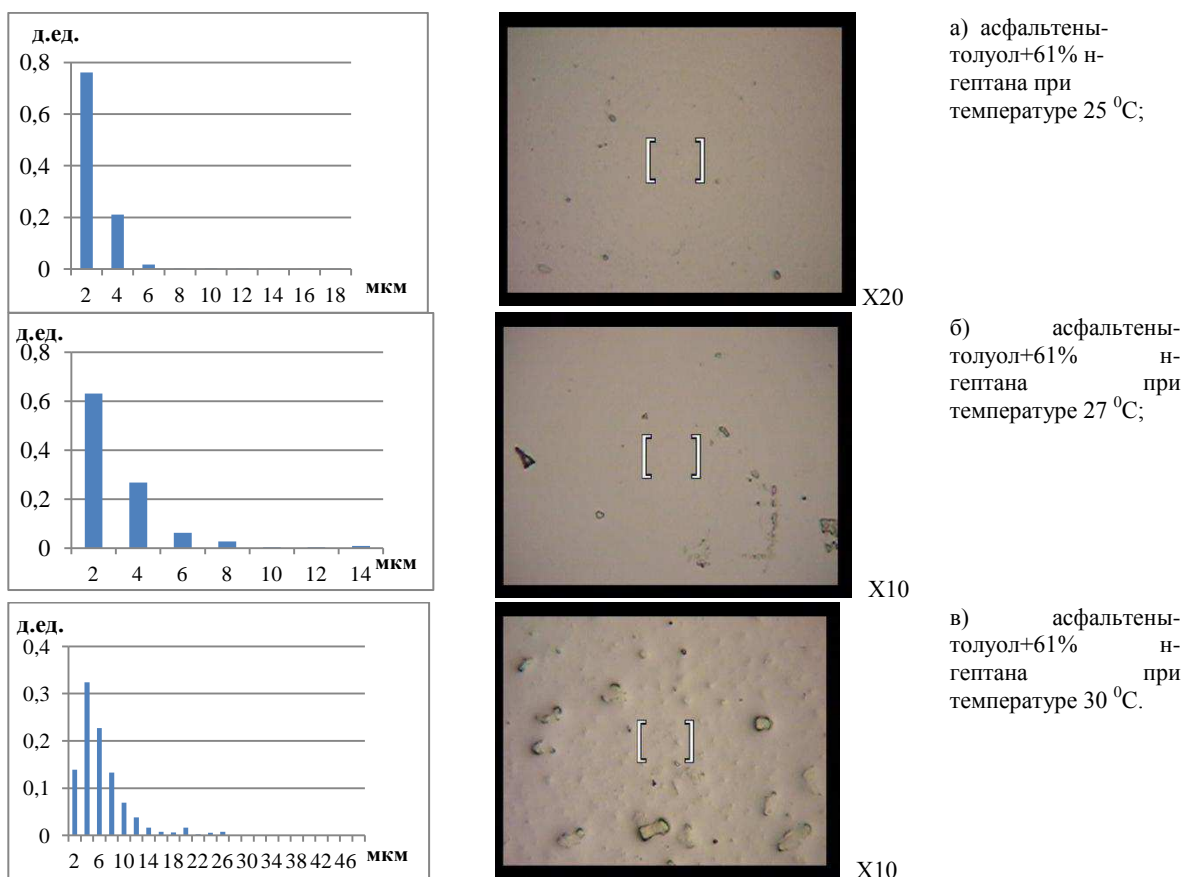


Рис. Дифференциальные кривые распределения частиц асфальтенов по размерам

Определения проводились при температурах 25, 27 и 30 °С в трех параллельных растворах. Каждая проба термостатировалась в течение суток до прекращения процессов агрегации и седиментации, затем ее тщательно перемешивали и исследовали методом оптической микроскопии. В образцах измеряли размеры частиц агрегировавших асфальтенов, и проводили дисперсионный анализ исследуемой системы. Для получения достоверных результатов количество измерений на каждом образце насчитывало от 350 до 1100. По полученным данным построены дифференциальные кривые распределения частиц асфальтенов по размерам в зависимости температуры (рис).

Для системы асфальтены-толуол+61% н-гептана установлено, что при температуре 25 °С присутствуют частицы размером до 18 мкм. Максимум приходится на частицы размером 2 мкм, которые составляют 0,76 д.ед. При температуре 27 °С наблюдается уменьшение количества частиц размером 2 мкм до 0,63 д.ед, но происходит

увеличение доли частиц размером 4 и 6 мкм. В растворе. В термостатированном при 30 °С растворе максимальное количество частиц имеет размер 4 мкм. Можно отметить увеличение количества частиц более крупных размеров до 46 мкм.

Результаты исследования показали, что увеличение температуры модельного раствора асфальтенов в присутствии инициатора процесса агрегации, приводит к перестройке системы с увеличением доли крупных асфальтеновых агрегатов выпавших в твердой фазе.

Как отмечается в работе [4], асфальтены – это концентрат парамагнитных молекул, радикалы которых обладают высокой энергией взаимодействия. Нагревание приводит к повышению энергии частиц, влияет на интенсивность броуновского движения, а возможно, приводит к пространственным перегруппировкам [3]. Этим можно объяснить наблюдаемое перераспределение частиц по размерам под влиянием нагревания.

Литература

1. Химия нефти / Под ред. З.И. – Сюняева – Л.: Химия, 1984. – 360 с.
2. Сюняев З.И. Нефтяные дисперсные системы / З.И. Сюняев, Р.З. Сюняев, Р.З. Сафиева. – М.: Химия, 1990. – 226 с.
3. Унгер Ф.Г., Андреева Л.Н. Изменение структуры нефтяных дисперсных систем в различных условиях. – Томск: Томский филиал СО АН СССР, 1987. – 40 с.
4. Унгер Ф.Г., Андреева Л.Н. Фундаментальные аспекты химии нефти, – Новосибирск: Наука, 1995. – 187 с.

ВОЗМОЖНОСТИ ТРАНСФОРМАЦИИ РЕГУЛЯРНЫХ СЕТОК С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

И.А. Синцов

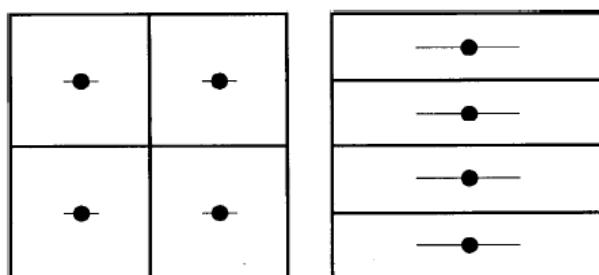
Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Массовое применение операций по гидроразрыву пласта (ГРП) в России, в особенности с началом ввода в разработку низкопроницаемых коллекторов, привело к тому, что по отдельным пластам охват скважин данным видом мероприятий достигает 100%. Полудлины трещин ГРП могут достигать 150-200 м, что сопоставимо с расстоянием между скважинами при регулярных системах размещения. Чаще всего не учитывается тот факт, что трещины могут менять геометрию потоков в элементе системы разработки, являясь в этом случае аналогом горизонтальных скважин. Однако если расположение горизонтальных стволов известно и заранее планируется, то направление трещин в пласте не всегда известно. В таком случае при неудачном расположении трещин ГРП может возникать высокопроводимый канал напрямую от нагнетательной скважины к добывающей.

Еще до массового распространения ГРП данная проблема поднималась отдельными исследователями для коллекторов, имеющих естественные трещины. Порово-трещинным коллекторам присуща определенная направленность трещин. Преимущественное направление развития трещин объясняется распределением напряжений в пласте, обусловленных условиями формирования залежи.

Проблемами учета влияния ориентации трещин разрыва относительно сетки скважин долгое время занимались в основном зарубежные специалисты. Этими авторами на основе простых аналитических моделей определялись оптимальные соотношения между размерами неравномерной прямоугольной сетки размещения скважин и длиной трещин разрыва. В случае квадратной сетки эффективны более короткие трещины, при прямоугольной сетке выгодно направление трещин вдоль большей стороны прямоугольника (рис. 1).



● 1 — 2

Рис. 1 Оптимальные схемы расположения скважин с трещинами гидроразрыва:

1 – скважина, 2 – трещина

Исследования интерференции скважин с трещинами разрыва были обобщены Каневской Р.Д [3]. Стоит отметить несколько выводов, представляющих практический интерес. Если отношение расстояния между скважинами к полной длине трещины не более 2, то наличие трещины и ее азимут оказывают существенное влияние на поведение давления. При фиксированном расстоянии между скважинами, если угол между прямой, соединяющей скважины, и осью трещины более 45°, то давление в скважине-наблюдателе слабо чувствительно к величине этого угла.