

## **ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОЦЕССОВ ПРЯМОТОЧНОЙ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКИ В ПРОДУКТИВНЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ**

Н.А. Скибицкая, М.Н. Большаков, В.А. Кузьмин, О.О. Марутян  
ИПНГ РАН, e-mail: skibitchka@mail.ru

Процесс неоднородного обводнения газовой залежи при добыче газа на режиме падения пластового давления, так называемом режиме истощения, является малоизученным. Необходимость выделения в объеме залежи зон с различной скоростью обводнения, с различными объемами зацементированного в этих зонах газа и с различными пластовыми давлениями в зацементированных объемах становится очевидной как на этапе проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений, так и на поздних этапах их разработки при добыче низконапорного газа.

Неоднородность скорости прямоочной капиллярной пропитки определяет неравномерность фронта подъема газовой контакта в процессе разработки и формирование в газовой залежи не только объемов газа, зацементированного в порах в процессе обводнения, но и формирование необводненных объемов, так называемых «целиков». Объемное математическое моделирование процессов неоднородного обводнения газовой залежи позволит повысить эффективность добычи газа на месторождении на всех этапах разработки.

В работе приведены результаты анализа закономерностей процессов прямоочной капиллярной пропитки на коллекции образцов пермокарбонатных отложений в газонасыщенной части Оренбургского НГКМ.

Важность процессов капиллярной пропитки при вытеснении нефти и газа из пласта понималась различными учеными давно. Наиболее глубоко процесс противочной капиллярной пропитки изучен Маттаксом (С.С. Mattax) и Кайтом (J.R. Kyte). В своей работе они показали зависимость коэффициента вытеснения от следующих параметров: времени пропитки, вязкости воды, коэффициента поверхностного натяжения, проницаемости, пористости, размеров блока [1]. Именно процессы противочной капиллярной пропитки наиболее полно изучены в теоретическом и экспериментальном плане. Можно предположить, что ведущую роль при различных видах пропитки (как противочной, так и прямоочной) играют одни и те же параметры.

Мор (Т.Ф. Moor) и Слобод (R.L. Slobod) в своей работе ставят на первое место смачиваемость, как фактор, наиболее сильно влияющий на скорость капиллярной пропитки блоков породы [2].

В данной статье приведены результаты большой серии экспериментов по прямоточной капиллярной пропитке (ПКП) на коллекции образцов карбонатных пород из нижнепермских, верхне- и среднекарбонатовых отложений Оренбургского НГКМ (ОНГКМ) в начальном состоянии остаточной водонасыщенности.

Авторами уже публиковались результаты исследований остаточной (структурно-защемленной) нефтегазонасыщенности способом ПКП и связи этого параметра со структурным параметром  $D_{\text{пор}}/D_{\text{кан}}$  (отношение среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов, рассчитанное в результате обработки катодолюминесцентных изображений в растровой электронной микроскопии), полученной для образцов карбонатных пород ОНГКМ [3]. В продолжение этих исследований, с целью подтверждения полученной закономерности и дальнейшего изучения процессов формирования остаточной нефтегазонасыщенности, способом прямоточной капиллярной пропитки была изучена дополнительная группа образцов карбонатных пород ОНГКМ.

Полученные значения по новой группе образцов карбонатных пород из скважин западной и восточной частей ОНГКМ подтверждают представленную ранее [1] закономерность, полученную для центральной части месторождения (рис. 1). Аппроксимирующая линейная функция близка теоретическому графику зависимости  $K_{\text{го}}=f(D_{\text{пор}}/D_{\text{кан}})$  с начальной точкой (1; 0), соответствующей поровому пространству, состоящему из одних капилляров с нулевым структурно-защемленным объемом.

Как видно из рис. 1, пористость не является определяющим фактором для структурного показателя  $D_{\text{пор}}/D_{\text{кан}}$ , т.е. отношение  $D_{\text{пор}}/D_{\text{кан}}$  может быть одинаковым при различной пористости, и, соответственно, в процентном отношении порода будет иметь одинаковый коэффициент структурно-защемленной (остаточной для нефти и текущей для газа) нефтегазонасыщенности  $K_{\text{но}}(K_{\text{го}})$  при различной пористости. Однако в объеме карбонатного коллектора участкам с высокой пористостью и высоким значением  $K_{\text{но}}(K_{\text{го}})$  будут соответствовать значительные запасы структурно-защемленной нефти или газа, а участкам с таким же высоким значением  $K_{\text{но}}(K_{\text{го}})$ , но с низкой пористостью, будет соответствовать существенно меньшая величина этих запасов.

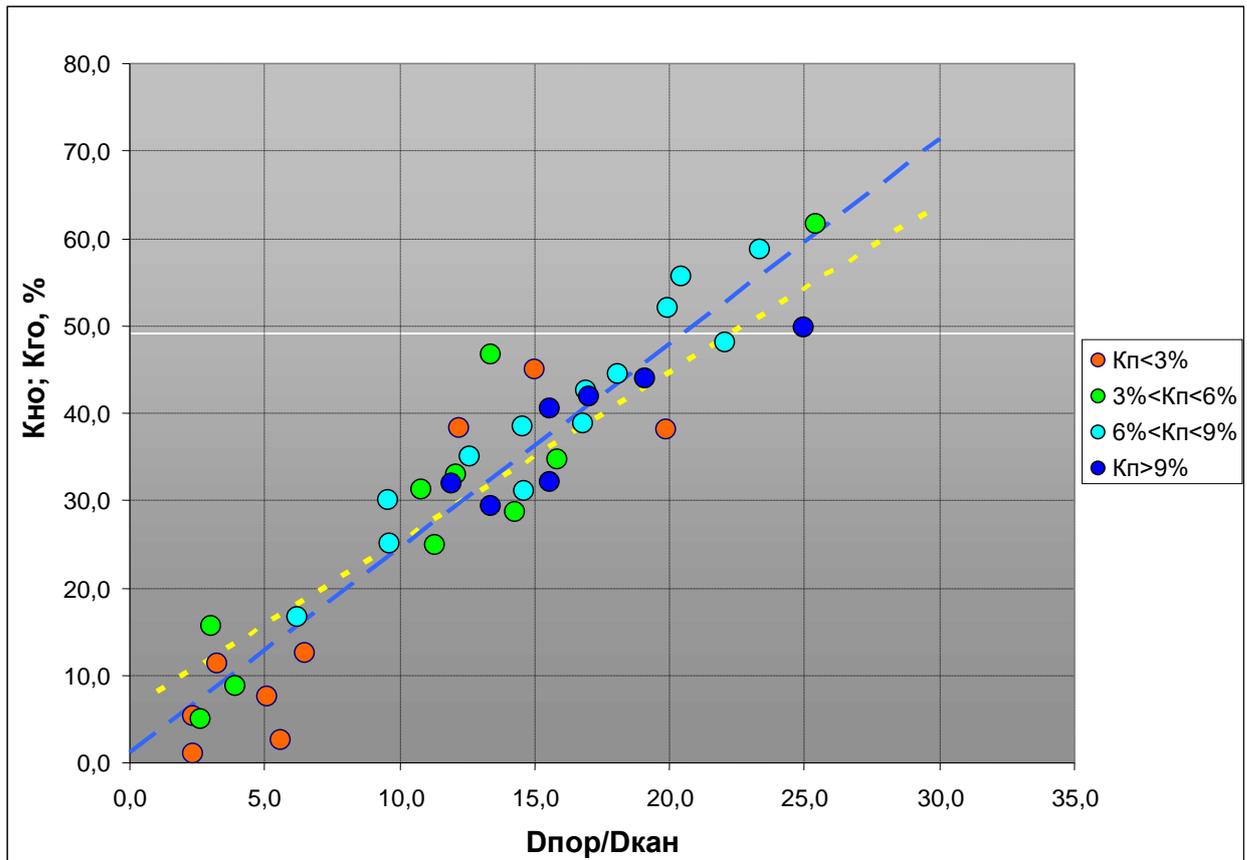


Рис. 1. Связь коэффициента структурно-зачемленной нефтегазонасыщенности  $K_{но}(K_{го})$  с параметром структуры порового пространства  $D_{пор}/D_{кан}$ ; ОНГКМ, нижнепермско-среднекарбонные отложения; желтая пунктирная линия – линия тренда по данным предыдущих исследований, синяя пунктирная линия – линия тренда по новым данным

Если считать, что по достижении асимптоты кривой прямоточной капиллярной пропитки жидкость заполняет динамический (фильтрующий) объем порового пространства всего образца, то через отношение высоты образца ко времени выхода на асимптоту можно рассчитать скорость прямоточной капиллярной пропитки в отложениях с такими свойствами пород. Поскольку кривые капиллярной пропитки для разных образцов имеют разную форму, отражающую динамику впитывания, целесообразно при сравнении скорости не учитывать завершающую фазу набора веса, когда в некоторых случаях незначительному изменению веса образца соответствует длительный промежуток времени. По этой причине для расчета скорости бралось время, соответствующее 85%-ному изменению веса образца.

Далее была рассмотрена закономерность изменения скорости прямоточной капиллярной пропитки с изменением проницаемости, пористости, параметра избирательной смачиваемости.

Избирательная смачиваемость водой и углеводородами определялась прямым методом – методом сидящей капли [4].

При сопоставлении скорости прямоточной капиллярной пропитки с коэффициентом абсолютной проницаемости по газу (рис. 2) (с дифференциацией по пористости) видно, что скорость прямоточной капиллярной пропитки слабо зависит от пористости: равную скорость ПКП могут показывать как низкопористые, так и высокопористые образцы. При этом довольно отчетливо на графике выделяются три группы точек.

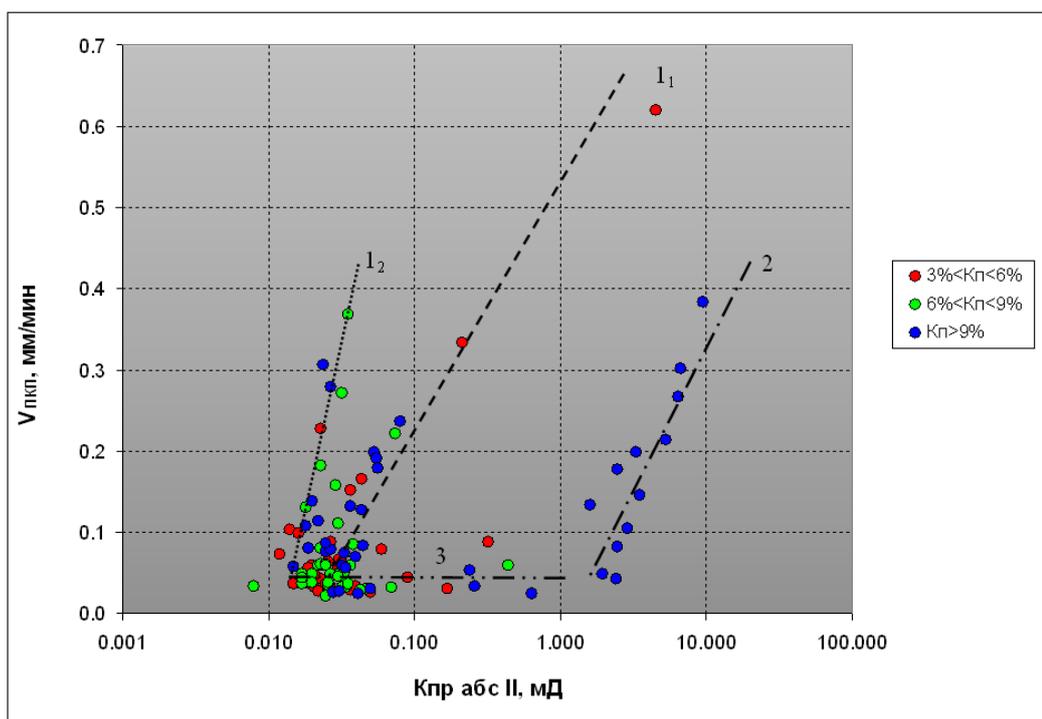


Рис. 2. Связь скорости прямоточной капиллярной пропитки с абсолютной проницаемостью; ОНГКМ, нижнепермско-среднекарбоневые отложения; цветовая дифференциация по пористости

В первой (подгруппы  $1_1$  и  $1_2$ ) и второй группах скорость прямоточной капиллярной пропитки  $V_{\text{ПКП}}$  имеет тенденцию к росту с увеличением проницаемости. Третья группа во всем интервале изменения проницаемости (0,01–1,0 мД) отличается минимальной скоростью  $V_{\text{ПКП}}$  (<0,01–0,09 мм/мин).

В первую группу (подгруппы  $1_1$  и  $1_2$ ) и в третью группу входят образцы, пористость которых охватывает весь диапазон пористости в изученной коллекции.

Вторая группа образцов характеризуется более высокими ( $K_{\text{пр}} > 1$  мД), начальными значениями проницаемости и полностью состоит из образцов, характеризующихся значениями пористости более 9%.

Если рассмотреть вторую группу образцов отдельно (задавшись граничными значениями  $K_{п} > 9\%$ ,  $K_{пр} > 1$  мД), то выявляется достаточно четкая прямая корреляционная связь скорости прямоточной капиллярной пропитки с коэффициентом открытой пористости (рис. 3).

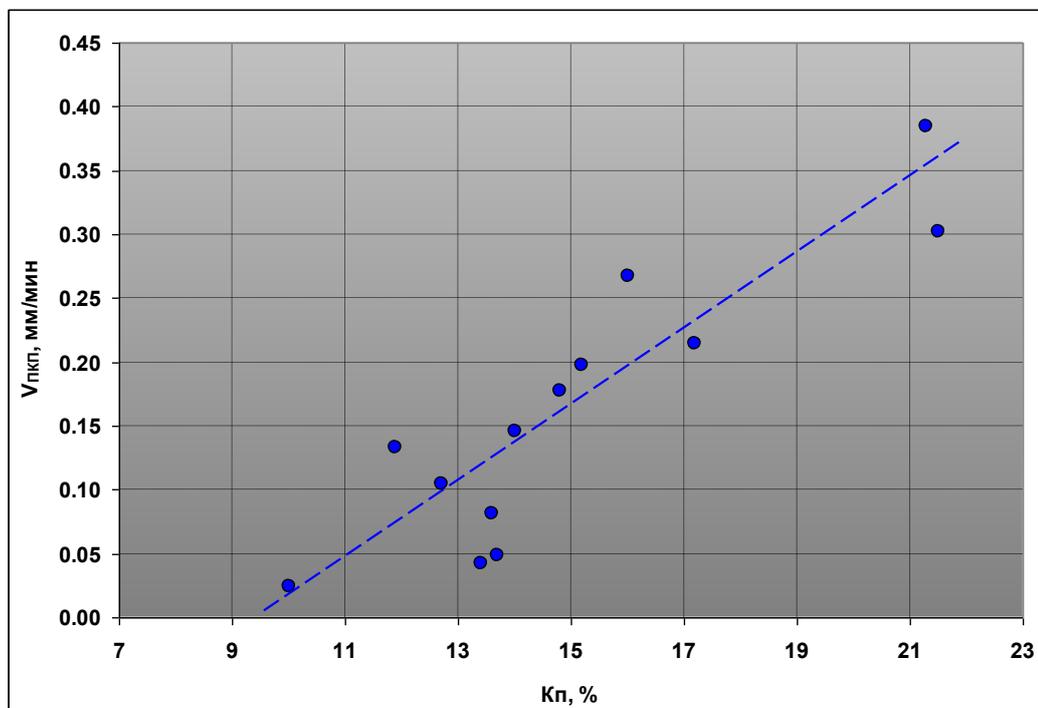


Рис. 3. Связь скорости прямоточной капиллярной пропитки  $V_{пкп}$  с открытой пористостью для группы образцов с  $K_{пр} > 1$  мД и  $K_{п} > 9\%$ ; ОНГКМ, нижнепермско-среднекарбоновые отложения

Проведем дифференциацию исследованной коллекции образцов пород по избирательной смачиваемости, выделив три группы в соответствии с классификацией К.И. Багринцевой: гидрофильные породы (угол смачивания водой  $\theta_{в} < 75^\circ$ ), породы с промежуточной смачиваемостью – гидрофильно-гидрофобные ( $75^\circ < \theta_{в} < 105^\circ$ ) и породы гидрофобные ( $\theta_{в} > 105^\circ$ ) (рис. 4).

Как видно из рис. 4, выделенная вторая группа высокопроницаемых ( $K_{пр} > 1$  мД), высокопористых образцов пород отличается гидрофобными свойствами ( $\theta_{в} > 105^\circ$ ) и один образец – промежуточными гидрофильно-гидрофобными свойствами ( $75^\circ < \theta_{в} < 105^\circ$ ).

При более дробной дифференциации разностей образцов пород в интервале их гидрофильно-гидрофобных свойств на породы с относительно более гидрофильными свойствами ( $75^\circ < \theta_{в} < 90^\circ$ ) и породы с относительно более гидрофобными свойствами ( $90^\circ < \theta_{в} < 105^\circ$ ) (рис. 5) этот образец по избирательной смачиваемости водой может быть

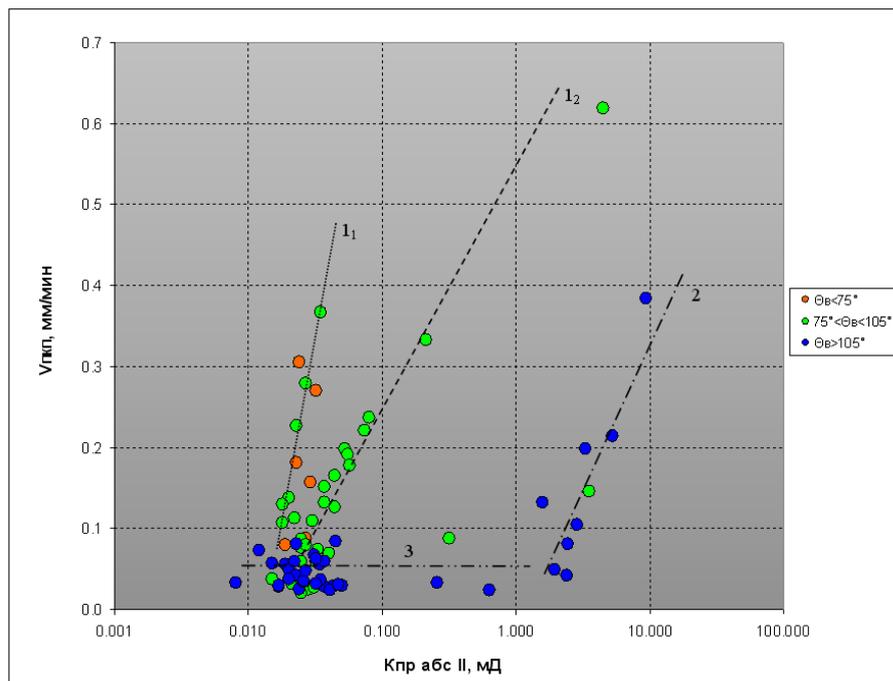


Рис. 4. Связь скорости прямоточной капиллярной пропитки  $V_{ПКП}$  с абсолютной проницаемостью  $K_{пр\ абс}$ ; ОНГКМ, нижнепермско-среднекарбоновые отложения; цветовая градация по избирательной смачиваемости ( $\theta_{в}$  – угол избирательной смачиваемости водой в градусах)

отнесен к образцу относительно более гидрофобному. Или к гидрофобному, если угол смачиваемости  $90^\circ$  определить как границу между фильными и фобными свойствами пород, то есть без промежуточного фильно-фобного интервала. Таким образом, вторая группа образцов пород высокопористых ( $K_p > 9\%$ ), крупнопористых, высокопроницаемых ( $K_{пр} > 1\text{ мД}$ ) проявила гидрофобный характер и отличается закономерным увеличением скорости ПКП с увеличением пористости и проницаемости пород.

В подгруппу  $1_2$  первой группы вошли образцы в диапазоне гидрофильно-гидрофобных свойств ( $75^\circ < \theta_{в} < 105^\circ$ ). При этом относительно более гидрофильные ( $75^\circ < \theta_{в} < 90^\circ$ ) образцы показали более высокую скорость ПКП в сравнении с относительно более гидрофобными ( $90^\circ < \theta_{в} < 105^\circ$ ) и гидрофобными ( $\theta_{в} > 105^\circ$ ) образцами.

В подгруппу  $1_1$  первой группы вошли образцы с различными значениями смачиваемости во всем возможном диапазоне. При этом все гидрофобные образцы показали самую низкую скорость капиллярной пропитки. В целом для этой подгруппы с гидрофильными и промежуточными (фильно-фобными) свойствами явно прослеживается наиболее высокий градиент роста скорости ПКП с ростом проницаемости и с увеличением степени гидрофильности. В верхнем диапазоне скорости ПКП образцы имеют, в среднем, более гидрофильные свойства, а в нижнем – более гидрофобные (см. рис. 5).

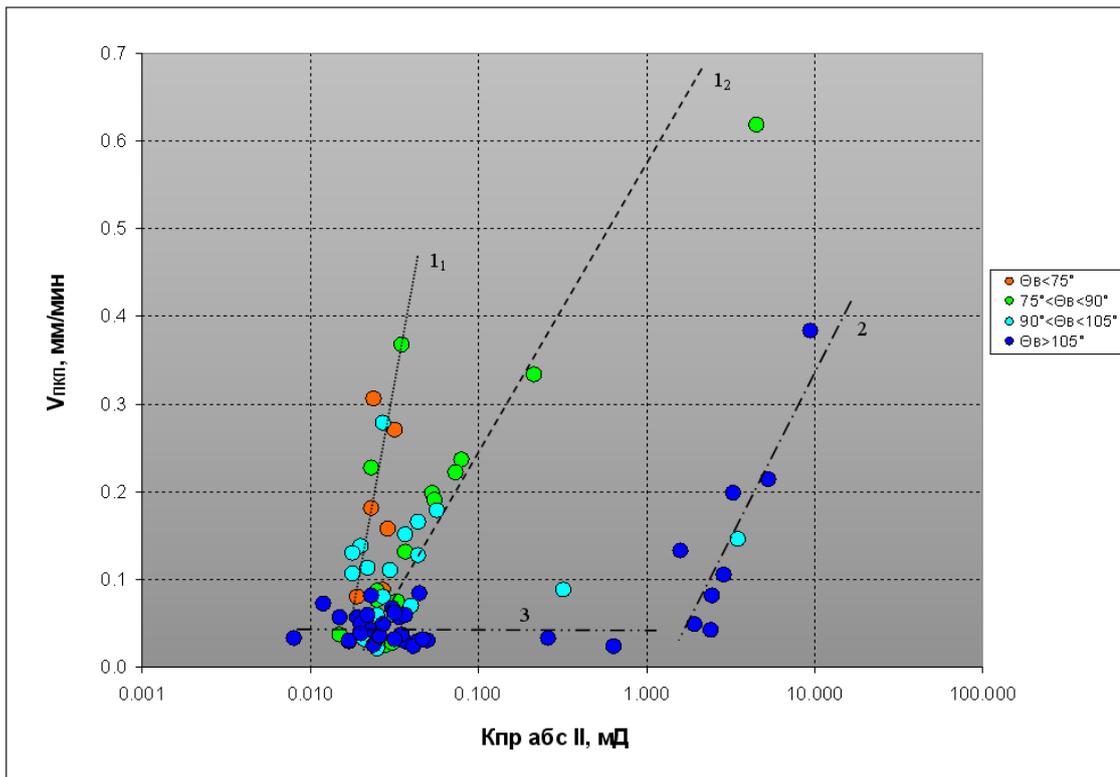


Рис. 5. Связь скорости прямоточной капиллярной пропитки  $V_{ПКП}$  с абсолютной проницаемостью образцов пород; ОНГКМ, нижнепермско-среднекарбоновые отложения; цветовая градация по избирательной смачиваемости водой в присутствии углеводородов ( $\theta_{в}$  – угол избирательной смачиваемости водой в градусах)

Рассматривая этот же график в цветовой градации по относительной избирательной смачиваемости (отношение угла избирательной смачиваемости углеводородами к углу избирательной смачиваемости водой  $\theta_{ув}/\theta_{в}$ ), можно также отметить некоторую тенденцию увеличения скорости капиллярной пропитки с относительной избирательной смачиваемостью (рис. 6).

Таким образом, на основе выполненных исследований необходимо констатировать, что скорость прямоточной капиллярной пропитки невозможно описать единой для всех пород, слагающих залежь, функцией пористости, проницаемости и смачиваемости. Требуется корректная дифференциация пород на типы коллекторов по комплексу петрофизических и физико-химических признаков.

Имея в рамках геологической модели параметры пористости, смачиваемости, проницаемости, можно рассчитать распределение параметра скорости прямоточной капиллярной пропитки в объеме залежи

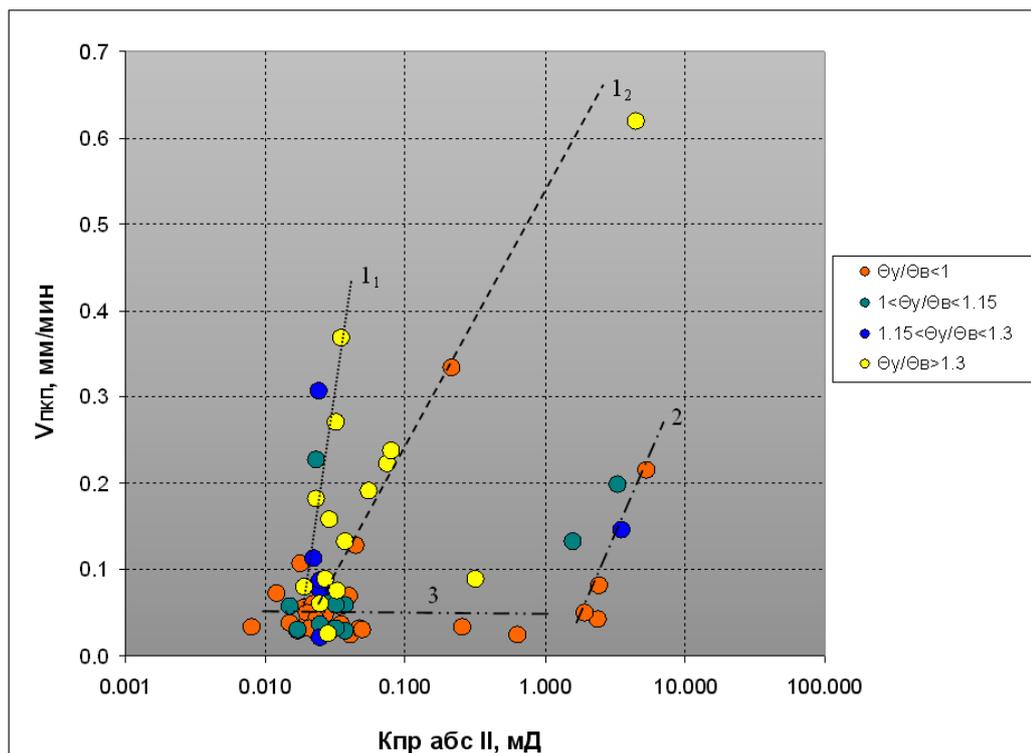


Рис. 6. Связь скорости прямоточной капиллярной пропитки  $V_{пкп}$  с абсолютной проницаемостью; цветовая градация по относительной избирательной смачиваемости ( $\theta_v$  – угол избирательной смачиваемости водой,  $\theta_u$  – угол избирательной смачиваемости углеводородами)

### Выводы:

1. Подтверждена для карбонатов зависимость коэффициента остаточной структурно заземленной нефтегазонасыщенности  $K_{но}(K_{го})$  от отношения диаметра пор к диаметру каналов, т.е. от структуры порового пространства.

2. Выявлена дифференцированная для различных типов коллекторов связь скорости прямоточной капиллярной пропитки с проницаемостью, избирательной смачиваемостью, пористостью и структурой порового пространства.

3. Полученные закономерности представляются крайне важными, поскольку на основе объемного математического моделирования распределения параметров этих свойств пород в объеме залежи позволяют:

- определить максимально извлекаемые объемы углеводородов и их остаточные, заземленные в порах запасы, добыча которых требует направленных технологических подходов;
- выделить в объеме залежи незатронутые обводнением «целики», в которых технологически возможно достижение максимальной углеводородоотдачи.

- уточнить потенциально подвижные, гидродинамически связанные объемы углеводородов в залежи;
- разработать математические модели потенциального формирования в процессе разработки таких зон в объеме залежи и учитывать эти закономерности при создании проектов разработки и доработки месторождений.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Системный подход к совершенствованию теории и практики нефтегазогеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности и формирования ресурсной базы нефтегазового комплекса России», № АААА-А17-117082360031-8).*

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Mattax C.C., Kyte J.R.* Imbibitions oil recovery from fractured waterdriven reservoir // Soc. Pet. Eng. J. 1962. June. Vol. 2. P. 177–184.
2. *Moor T.F., Slobod R.L.* The effect of viscosity and capillarity on the displacement of oil by water // Producers Monthly. 1956. Vol. 20, No. 10. P. 160.
3. *Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Марутян О.О.* Влияние микроструктурных параметров карбонатных пород продуктивных отложений на остаточную нефтегазонасыщенность // Нефтяное хозяйство. 2010. № 12. С. 98–101.
4. *Багринцева К.И.* Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра, 1982. 256 с.