

Влияние капиллярных сил на процесс обводнения добывающих скважин

УДК 622.276

© А.М. Свалов, 2009

А.М. Свалов, д.т.н. (ИПНГ РАН)

Capillary forces effect on the process of a producing well flooding
A.M. Svalov (Oil and Gas Research Institute of RAS)

Features of reformation of two-phase filtration flows in conditions of sector heterogeneity of a reservoir fluid saturation are analyzed. It is noted, that at the same time the hydrophobization of the porous medium of locally fractured type will promote the decrease of extractive production watering. It is established, that at continuous hydrophobization the effect of bottomhole zone treatment by reagents may become apparent only in change of producing well deliverability.

Ключевые слова: капиллярные силы, гидрофобизация, призабойная зона, добывающие скважины.

Адрес для связи: svalov@ipng.ru.

Одним из эффективных способов снижения обводнения нефте- и газодобывающих скважин является гидрофобизация пород призабойных зон, которая согласно общепринятым представлениям, придает водоотталкивающие свойства пористой среде, что снижает фазовую проницаемость для воды в обработанной части коллектора и объема воды, поступающей в скважину. Вместе с тем, механизм влияния процесса гидрофобизации на фильтрационные свойства проницаемой породы в действительности более сложен.

С одной стороны, в соответствии с традиционными представлениями физической химии гидрофобность поверхности капилляров препятствует проникновению в них воды, и дополнительное сопротивление движению воды определяется некоторым начальным пороговым значением капиллярного давления, которое для пород-коллекторов составляет около 0,01МПа. С другой стороны, при двухфазной фильтрации в насыщенной пористой среде капиллярные силы влияют на распределение фаз по поровому объему следующим образом: несмачивающая фаза размещается в основном в более крупных порах, смачивающая - в более мелких. Следовательно, при одной и той же водонасыщенности среды относительная фазовая проницаемость для воды в гидрофобной породе должна быть выше, чем в негидрофобной, а относительная проницаемость для углеводородной фазы должна снижаться, что подтверждается многими экспериментами по многофазной фильтрации в пористых средах. Данный вывод косвенно подтверждается тем, что максимальная фазовая проницаемость для смачивающей фазы заметно ниже максимальной фазовой проницаемости для несмачивающей фазы.

Следовательно, в условиях фильтрационного течения в насыщенной двумя фазами пористой среде под действием перепадов давления, значительно превышающих указанные пороговые значения капиллярного давления (именно такие условия реализуются в призабойных зонах добывающих скважин), основным фактором, определяющим влияние гидрофобизации на фильтрационное течение, будет фактор снижения фильтрационного сопротивления движению воды и повышения сопротивления движению углеводородной фазы в обратных зонах. Этот вывод, на первый взгляд, противоречит наблюдаемому на практике эффекту снижения обводнения добывающих скважин при гидрофобизации пород в их призабойных зонах, но указанное противоречие исключается при анализе фильтрационных процессов со следующих позиций.

При обводнении подошвенной водой газодобывающих скважин, эксплуатирующихся с относительно невысокими депрессиями, конус воды, образующийся вблизи скважины, в действительности может находиться в состоянии равновесия, т.е. быть неподвижным, при выполнении следующего условия: градиент пластового давления в водной среде уравнивается градиентом, обусловленным действием гравитационных сил [1]. Если высота такого неподвижного конуса, пропорциональная депрессии, будет меньше, чем расстояние от газодобывающего контакта до перфорационных отверстий в скважине, то подошвенная вода не будет поступать в газодобывающую скважину. Гидрофобизация коллектора в призабойной зоне скважины, как отмечалось выше, уменьшает относительную фазовую проницаемость для газа и, следовательно, снижает фактический перепад давления, вызывающий движение газа вне области гидрофобизации, т.е. снижает эффективную депрессию. Это уменьшает высоту формирующегося равновесного конуса воды в призабойной зоне.

Таким образом, снижение обводненности добываемого газа при гидрофобизации пород в призабойных зонах газовых скважин обуславливается повышением фильтрационного сопротивления движению газа в обратной зоне, т.е. снижением продуктивности скважины в обратном интервале и соответствующим уменьшением высоты равновесного конуса воды. Из этого, в частности, следует, что снижения обводненности газа можно достичь не только гидрофобизацией, но и воздействием других факторов, уменьшающих проницаемость коллектора в заводненном интервале.

Описанный механизм снижения обводненности нефти за счет снижения высоты конуса воды в призабойной зоне для нефтесобывающей скважины менее значим. Эффект снижения обводненности нефти водой, поступающей в скважину вместе с нефтью из продуктивного пласта, объясняется более сложными механизмами действия капиллярных сил, возникающими после гидрофобизации породы.

Подчеркнем, что влияние области сплошной гидрофобизации на фильтрационное течение в окрестности этой области может проявиться только в изменении интенсивности течения, зависящего от фильтрационного сопротивления обработанной зоны (рис.1). Действительно, в соответствии с общепринятыми уравнениями двухфазной фильтрации Баклея-Левретта (без учета капиллярных эффектов, о которых будет сказано ниже) водонасыщенность поступающего к стволу скважины двухфазного потока не будет зависеть от фильтрационных характеристик пористой среды, находящейся впереди по направлению потока. Эти характеристики могут влиять только на скорость фильтрации или на градиент давления, вызывающий движение. При высокой обводненности поступающего к скважине двухфазного потока результатом гидрофобизации будут снижение общего фильтрационного сопротивления обработанной зоны и повышение продуктивности скважины при неизменном соотношении объемов воды и нефти в добываемой продукции. При низкой обводненности потока пластовой жидкости продуктивность скважины уменьшится из-за снижения фазовой проницаемости для нефти - преобладающей фазы потока.

Таким образом, в рамках теории фильтрации, описываемой уравнениями Баклея-Левретта, гидрофобизация относительно небольшой по размерам области в призабойной зоне скважины не может изменить обводненность нефти, поступающей к скважине из продуктивного пласта, а может лишь повлиять на интенсивность фильтрационного течения.

Для учета влияния капиллярных сил в рассматриваемом случае необходимо проанализировать особенности контакта двухфазных жидкостей на границе раздела гидрофобной и гидрофильной областей внутри пористой среды (см. рис.1). С обеих сторон поверхности контакта давление в идентичных фазах должно быть равным, но вместе с тем очевидно, что в рассматриваемом случае давление в нефтяной фазе $p_{н,в}$ гидрофильной зоне выше давления в водной фазе $p_в$ на величину капиллярного давления ($p_н > p_в$). При этом в гидрофобной зоне 2, наоборот, давление в нефтяной фазе меньше давления в водной фазе ($p_н < p_в$), что противоречит первому неравенству.

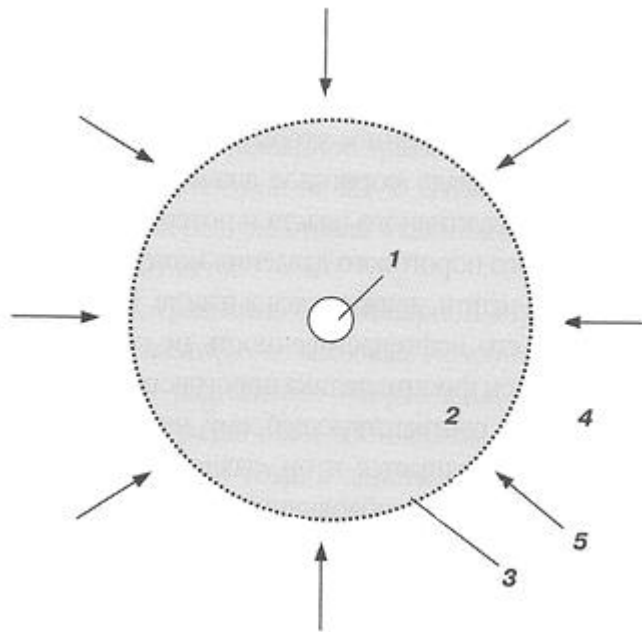


Рис.1. Схема притока пластовой жидкости к скважине: 1- ствол добывающей скважины; 2- обработанная призабойная зона (гидрофобная область); 3- линия контакта гидрофобной и гидрофильной областей; 4- пласт (гидрофильная область); 5- приток пластовой жидкости.

Анализ показывает, что это противоречие может быть исключено при выполнении условия, согласно которому на поверхности контакта со стороны гидрофильной области 4 (см. рис.1) насыщенность пористой среды нефтяной фазой должна быть предельно низкой, т.е. капиллярное давление в ней должно быть нулевым, и соответственно водонасыщенность на поверхности контакта со стороны гидрофильной среды должна быть максимальной. При этом с обеих сторон поверхности контакта будет выполняться условие равенства давлений в водной фазе, а давление в нефти будет скачком изменяться от давления, равного давлению в водной фазе на гидрофильной стороне, до давления, при котором достигается конечная нефтенасыщенность в гидрофобной зоне. Равенство потоков фаз через поверхность контакта обеспечивается тем, что бесконечно большой градиент давления нефтяной фазе на поверхности контакта будет в данном случае компенсирован нулевым значением фазовой проницаемости для нефти со стороны гидрофильной области. Описанная схема распределения фаз и давлений на поверхности контакта гидрофильной и гидрофобной сред получена аналитически при моделировании фильтрационного течения с существованием некоторой переходной зоны между областями 4 и 2 (см. рис.1) в предельном варианте, когда ширина промежуточной зоны стремится к нулю. С физических позиций скачок давления в нефтяной фазе допустим, потому что при пороговой минимальной нефтенасыщенности нефтяная фаза теряет связность и условие равенства давлений в этой фазе может быть снято.

Из условия максимальной водонасыщенности гидрофильной пористой среды на линии контакта следует, что вблизи этой линии на гидрофильной стороне (со стороны продуктивного пласта) будет формироваться зона капиллярной пропитки. Водонасыщенность в ней будет постепенно уменьшаться от максимальной на линии контакта до текущей в поступающем потоке пластовой жидкости. Из анализа свойств решений известных уравнений Рапопорта-Лиса [1] следует, что ширина зоны капиллярной пропитки L при этом будет оцениваться отношением p_c/p_r ($p_c \sim 0,01$ МПа – капиллярное давление; p_r – характерный градиент давления поступающего потока пластовой жидкости). При радиусе обработанной области, измеряемом несколькими метрами, характерное значение p_r вблизи линии контакта будет в несколько раз превышать 0,01 МПа/м, следовательно, ширина зоны капиллярной пропитки L будет находиться в пределах, измеряемых несколькими десятками сантиметров.

Таким образом, действие капиллярных сил при гидрофобизации относительно небольшой по размерам области вблизи ствола скважины (см. рис.1) проявляется в формировании зоны повышенной водонасыщенности вокруг обработанной области, но объемы пластовой воды, расходуемой на формирование этой зоны, будут относительно небольшими и процесс не может существенно повлиять на изменение обводненности добываемой продукции.

Тем не менее, как показывает практика, гидрофобизация пород в призабойных зонах добывающих скважин заметно снижает обводненность добываемой нефти после обработок и данный эффект с учетом вышеотмеченного требует объяснения механизмов и условий своего проявления с иных позиций. В связи с этим отметим, что в монографии [2] указывается на высокую эффективность технологий гидрофобизации при поддержании давления нагнетания реагентов в процессе обработки призабойных зон, обеспечивающей раскрытие трещин в некоторой области вокруг ствола скважины. При этом условии порода подвергается гидрофобизации лишь в относительно не большой окрестности раскрывающихся трещин, но глубина их раскрытия достигает 30-40 м, что значительно превышает размеры, измеряемые первыми метрами, при сплошной обработке призабойной зоны скважины. Как будет показано далее, именно такой вариант гидрофобизации, который можно определить, как гидрофобизацию локально-трещинного типа, может существенно снизить обводненность добываемой нефти.

Важно отметить, что при гидрофобизации породы в некоторой окрестности раскрывающихся при обработке призабойной зоны скважины трещин (рис.2) возникает аналогичная картина распределения фаз на границе раздела гидрофобных и гидрофильных участков породы. Поскольку фильтрационная проводимость для воды гидрофобного участка возрастает, высокая обводненность поступающего к скважине потока пластовой жидкости снижает сопротивление гидрофобного участка (окрестности протяженной трещины) фильтрационному движению этой жидкости. Следовательно, линии тока пластовой жидкости будут направлены к бортам трещины, и на поверхности контакта фаз на границе раздела пористых сред с различной смачиваемостью реализуется ситуация, аналогичная вышеописанной. Это значит, что вблизи поверхности контакта со стороны гидрофильной среды будут формироваться протяженные области высокой водонасыщенности (см. рис.2). Внутри них из-за высокой фазовой проницаемости для воды будет преобладать движение водной фазы, вне указанных областей к стволу скважины будет притекать преимущественно нефть.

Таким образом, существование протяженных радиально-ориентированных трещин с гидрофобизированной окрестностью является предпосылкой разделения (по крайней мере, частичного) двухфазного потока пластовой жидкости на потоки с повышенной в них концентрацией одной из фаз.

Характерные размеры ширины зон повышенной водонасыщенности вблизи трещин могут быть определены численным анализом двухфазных фильтрационных течений с учетом капиллярных взаимодействий (уравнений Раппопорта-Лиса). Однако качественные оценки поперечных размеров этих зон, достаточные для анализа, можно получить с помощью некоторых упрощающих предположений, позволяющих свести стационарные двумерные уравнения Раппопорта-Лиса к одному более простому уравнению стандартного параболического типа. Упрощающие предположения основаны на том, что при описании фильтрационного течения, исходя из условия постоянного максимального значения водонасыщенности на границе узких протяженных гидрофобизированных участков вдоль радиальных трещин, искомые функции можно считать слабоизменяющимися по радиальной координате. Значения угловых градиентов давления могут быть приняты пренебрежимо малыми по сравнению со значением основного радиального градиента давления. Для получения количественных оценок переменные коэффициенты уравнений, зависящие от фазовых проницаемостей и капиллярного давления, заменяются их усредненными постоянными значениями. При таких упрощающих предположениях можно аналитически определить форму зон повышенной водонасыщенности вблизи гидрофобизированных участков (см. рис.2). Ширина этих зон будет максимальной примерно в средней части трещин и при продольных размерах трещин 30-40м значение максимума будет достигать первых метров (2-3 м). при приближении к стволу скважины вследствие возрастания радиальных градиентов давления будет

происходить сужение зон высокой водонасыщенности. На рис.2 для определенности приведена схема с четырьмя примерно одинаковыми трещинами, хотя в действительности в призабойной зоне скважины будет раскрываться большое число трещин различной протяженности.

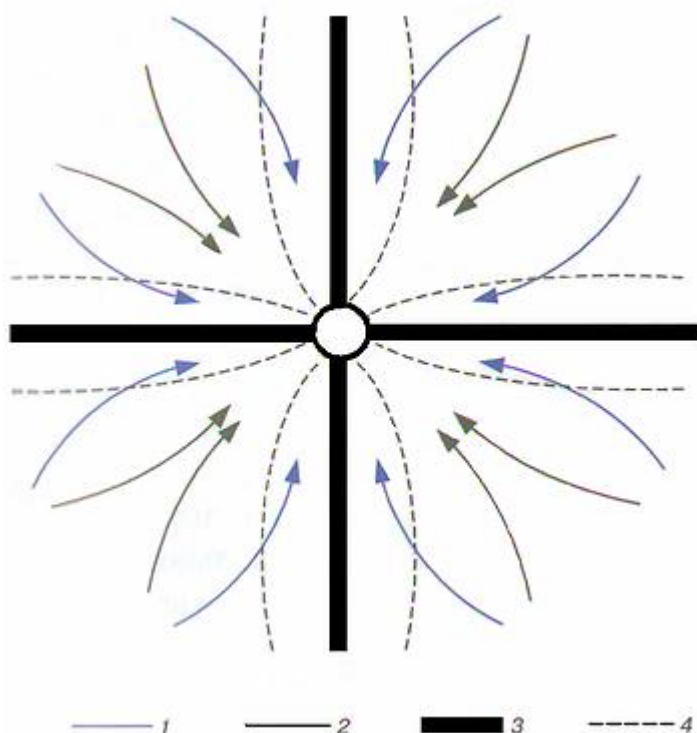


Рис.2. Схема перераспределения потоков воды и нефти вблизи гидрофобизированных участков (трещин): 1,2-поток соответственно воды и нефти; 3- трещины; 4- границы зоны повышенной водонасыщенности в окрестности трещин.

Отметим, что приводимые количественные оценки не являются результатом точного решения уравнений капиллярной пропитки, а служит лишь для иллюстрации перераспределения потоков двухфазной жидкости.

Таким образом, проведенный анализ показывает, что гидрофобизация локально-трещинного типа обуславливает развитие процесса переформирования двухфазного потока пластовой жидкости в более концентрированные по насыщенности фазами потоки в пределах области, характерные размеры которой измеряются первыми десятками метров. Данный процесс повышает фильтрационную проводимость и продуктивность скважины, поскольку фазовая проницаемость возрастает с увеличением насыщенности данной фазой. Кроме того, реализуется действие фактора, приводящего к повышению нефтеотдачи в области разделения потоков.

Действительно, как отмечалось выше, для проникновения несмачивающей фазы в пористую среду, ненасыщенную этой фазой, требуется преодолеть некоторое пороговое давление, что обусловлено необходимостью продвижения несмачивающей фазы через сужение пор. В случае предельно высокой водонасыщенности гидрофильной пористой среды нефтяная фаза теряет свою связанность и существует в виде отдельных капель. Находящихся внутри крупных пор. Очевидно, что и в этом случае для продвижения нефти через сужение пор необходимо, чтобы капиллярное давление в нефтяной фазе превышало пороговое значение. При значительном обводнении продуктивного пласта и потери связности нефти существование такого порогового давления может стать причиной остановки целиков нефти, движущихся в пласте. В условиях, когда размеры целика и его нефтенасыщенность не обеспечивают достижения на переднем фронте целика порогового значения капиллярного давления и соответствующей ему

нефтенасыщенности, движение целика прекращается и он «зависает» в потоке движущейся сквозь него воды. В обводненном пласте, особенно при условии его неоднородности, предопределяющем движение нефти в виде отдельных целиков, может образоваться множество остановившихся целиков нефти. Процесс концентрации фаз при переформировании фазовых потоков в значительной по размерам области вокруг добывающей скважины после гидрофобизации локально-трещинного типа будет способствовать вовлечению в фильтрационное движение таких «зависших» целиков нефти, т.е. повышению нефтеотдачи пласта в этой области.

Описанный механизм остановки процесса проникновения нефти в высокообводненную пористую среду может быть причиной прекращения капиллярной пропитки низкопроницаемых прослоев, граничащих с высокопроницаемыми обводненными пластами, несмотря на их, достаточно высокую нефтенасыщенность. По этой же причине может прекратиться процесс капиллярной пропитки гидрофильных блоков породы в трещиновато-пористой среде.

Важно отметить, что нефтенасыщенность поступающего к скважине пластового флюида может быть существенно неоднородной по угловым секторам. Например, на рис. 3 приведена схема притока, когда по одним угловым секторам поступает предельно нефтенасыщенный поток, по другим - поток может быть максимально водонасыщен. Аналитически такое распределение потоков вокруг добывающей скважины допустимо и объясняется тем, что уравнения двухфазной фильтрации (без учета капиллярных эффектов), описывающие радиальный приток пластовой жидкости к скважине, имеют решение, при котором распределение давления $p(r)$ в воронке депрессии будет строго симметричным и не зависит от угловой координаты φ , а водонасыщенность потока s будет являться функцией этой угловой координаты. В стационарном случае связь между градиентом давления $p_r(r)$, зависящим только от радиуса r , и функцией скорости потока $Q(\varphi)$, зависящей только от угловой координаты φ , определяется соотношением вида:

$$(f_1(s)\mu_1 + f_2(s)\mu_2) * r * p_r = Q(\varphi),$$

где $f_1(s), f_2(s)$ – фазовые проницаемости; μ_1, μ_2 – динамические вязкости соответствующих фаз.

Если зависимость водонасыщенности от угловой координаты задать в виде произвольной функции $s(\varphi)$ и из приведенного соотношения с учетом условия $r * p_r = const$ определить соответствующую функцию $Q(\varphi)$, то уравнения, описывающие стационарный радиальный двухфазный поток к добывающей скважине, будут точно выполняться. Численный анализ влияния капиллярных эффектов показал, что капиллярное «размазывание» насыщенности по угловой координате будет на 20-30% изменять функцию насыщенности s только вблизи ствола скважины на расстоянии нескольких метров от него.

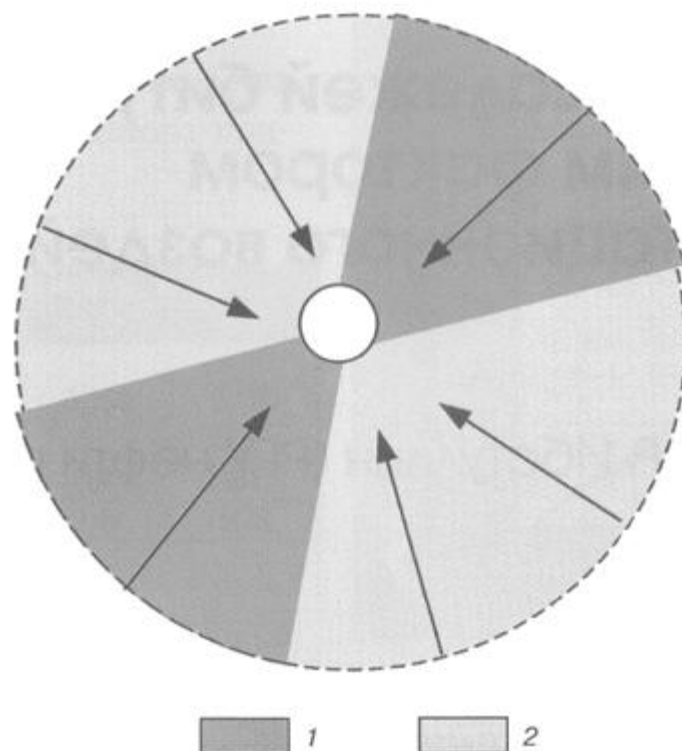


Рис.3. Схема притока пластового флюида к добывающей скважине при секторной неоднородности его насыщенности: 1,2- сектор с более высокой соответственно нефтенасыщенностью и водонасыщенностью.

Таким образом, уравнения стационарной двухфазной фильтрации допускают решение, описывающее течение в воронке депрессии, при котором радиальные направления будут представлять собой линии тока с различным постоянным значением насыщенности на каждой линии тока. В действительности такая картина фильтрационного течения вокруг добывающей скважины может считаться типичной, поскольку обусловлена неоднородностью граничных условий вдали от скважины: пластовый флюид, поступающий со стороны нагнетательной скважины, может быть высокообводненным и одновременно со стороны соседней добывающей скважины может поступать безводная нефть. Отметим, что при компьютерном моделировании фильтрационных процессов с усреднением параметров по ячейке, окружающей добывающую скважину, такое секторное (угловое) распределение насыщенности фильтрационных потоков не может быть учтено, что не исключает появления значительных ошибок при расчетах.

Замечание о возможной неоднородности потока пластового флюида, поступающего к добывающей скважине, по угловой координате имеет непосредственное отношение к исследуемому в статье влиянию капиллярных сил на процесс обводнения скважины. Из этого замечания следует, что, несмотря на относительно невысокую общую обводненность добываемой продукции, вокруг скважины могут существовать высокообводненные секторы и рассматриваемая гидрофобизация локально-трещинного типа может приводить к повышению нефтеотдачи в этих секторах. Вместе с тем одновременное существование секторов с высокой нефтенасыщенностью, в которых при обработке призабойной зоны скважины также будут открываться и гидрофобизироваться трещины, на первый взгляд, будет приводить к отрицательному эффекту, поскольку повышение в них водонасыщенности будет снижать степень их нефтенасыщенности. В действительности то обстоятельство, что гидрофобизация пористой среды снижает ее фазовую проницаемость для нефти, принципиально меняет картину переформирования двухфазных потоков в секторах с высокой нефтенасыщенностью. Это связано с тем, что снижение фильтрационной проводимости нефти, которая

является преобладающей фазой в данных секторах, обуславливает формирование линий тока другой направленности: фильтрационные потоки будут ориентированы в направлении от гидрофобных участков в сторону гидрофильных. Поэтому в данном случае будет увеличиваться нефтенасыщенность с гидрофобной стороны поверхности контакта, на которой нефть является смачивающей фазой, а водонасыщенность ни на гидрофобизированных, ни на гидрофильных участках повышаться не будет. Особенности переформирования двухфазных фильтрационных потоков при секторной неоднородности насыщенности пластового флюида заключаются в том, что в этом случае гидрофобизация локально-трещинного типа также будет способствовать снижению обводненности добываемой продукции.

Таким образом, выполненный анализ особенностей влияния технологий гидрофобизации пород в призабойных зонах добывающих скважин показывает, что снижение обводненности добываемой нефти показывает, что этот процесс будет эффективен при гидрофобизации локально-трещинного типа [2], т.е. при обработке призабойных зон реагентами при давлении нагнетания, обеспечивающем раскрытие трещин в обрабатываемой породе. При сплошной гидрофобизации эффект обработки может проявляться только в изменении продуктивности нефтескважины.