

ПЕРСПЕКТИВЫ ДОИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАКАЧИВАЕМОЙ В ПЛАСТ ВОДЫ С РЕГУЛИРУЕМЫМ УГЛОМ СМАЧИВАНИЯ

И. В. Войтов¹, А. Р. Цыганов¹, К. А. Лобов²

¹Белорусский государственный технический университет,
ул. Свердлова 13а, 220006 Минск, Республика Беларусь

²Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти,
ул. Книжная 15а, 246003 Гомель, Республика Беларусь; k.lobov@beloil.by

Установлены предельные значения углов смачивания, при которых наблюдается рост коэффициента вытеснения и дебита нефтяных скважин. Показано, что уменьшение угла смачивания ведёт к повышению скорости фильтрации до величины, достаточной для нефтевытеснения из низкопроницаемых коллекторов. Определено, что начальная скорость фильтрации и начальный дебит зависят только от вязкости вытесняемой фазы, а конечная скорость фильтрации и конечный дебит – только от вязкости вытесняющей фазы.

Ключевые слова: остаточные запасы нефти; закачиваемая в пласт вода; угол смачивания.

Известно, что при разработке нефтяных и газовых месторождений значительные объёмы технической воды расходуются на поддержание пластового давления, что позволяет продлевать период фонтанирования скважин, обеспечивать стабильную работу механизированного добывающего фонда и, в конечном счёте, поддерживать необходимые уровни добычи нефти и газа.

В настоящее время для заводнения пластов используется техническая вода, подготовленная по критериям, не оказывающим существенного влияния на процесс вытеснения нефти из гидродинамически изолированных зон и матричной части нефтяного коллектора. Даже при достижении проектных коэффициентов нефтеизвлечения в пластах остаются огромные запасы углеводородов. Поэтому выявление новых полезных свойств воды, закачиваемой в нефтяные пласты для увеличения коэффициентов вытеснения и охвата, по нашему мнению, является приоритетной задачей. Проведённые нами исследования по оценке влияния трибоакустического воздействия на жидкости показали, что обработанная вода изменяет свой краевой угол смачивания, и при контакте с нефтесодержащей породой способствует более эффективному вытеснению нефти из мелких пор и каверн, что в конечном итоге приводит к увеличению дебитов скважин.

Лабораторные определения углов смачивания проводились методом Вошборна на мелко раздробленных образцах доломита. В фиксированные моменты времени t определялась масса m и квадрат массы m^2 , впитываемой в образец воды и сила поверхностного натяжения. По начальному прямолинейному участку зависимости $m^2 - t$ определялся тангенс угла α наклона прямой к оси времени. Угол смачивания находился из соотношения

$$\cos \theta = \tan \alpha \cdot \frac{\eta}{\rho^2 \sigma C}, \quad (1)$$

где ρ , η – плотность и вязкость воды; σ – коэффициент поверхностного натяжения; C – константа капиллярности, определяемая экспериментально.

Средневзвешенное значение угла смачивания образцов доломита кавитированной водой составило 30° , при этом данный угол до обработки воды в трибоакустическом реакторе составлял 60° .

Эксперименты также показали, что через 2 сут угол смачивания обработанной воды возвращается к первоначальному значению, которое было до обработки. Результаты опреде-

ления коэффициента нефтевытеснения на нефтесодержащих образцах с применением кавитированной минерализованной воды выявили его рост. В этой связи, в данной работе решалась задача изучения особенностей нефтевытеснения в трещинно-поровом коллекторе при капиллярной пропитке на основе упрощённой модели. Частным случаем такой модели являлась подзадача по разработке и анализу модели процесса вытеснения нефти водой из единичного блока при капиллярной пропитке, оценке с качественной точки зрения характера зависимости скорости вытеснения, коэффициента вытеснения, капиллярного давления, дебита скважины от времени или насыщенности смачивающей фазой при различных значениях угла смачивания.

Процесс вытеснения нефти из единичного блока трещиновато-порового коллектора, полностью окруженного водой, изучался в работе [1] при двухфазной фильтрации на основе упрощённой гидродинамической модели. В этом случае рассматривалось одномерное вытеснение из порового блока, верхний и нижний торцы которого открыты, а боковая поверхность непроницаема для течения. Вода поступает в нижний торец блока, вытесняя нефть, которая выходит из верхнего торца блока в трещины, заполненные водой или нефтью. Считалось, что вода – смачивающая, а нефть – не смачивающая фаза. Предполагалось: жидкости несжимаемые; капиллярное давление на межфазной границе постоянно; фазовые проницаемости неизменны. Два последних допущения далеки от реального поведения жидкостей в пласте, где относительные фазовые проницаемости и капиллярное давление зависят от водонасыщенности. Основываясь на модели [1], в данной работе дополнительно задаются: 1) линейный закон изменения водонасыщенности в зависимости от координаты Z – высоты подъёма фронта вытесняющей воды, считая от нижнего торца блока, 2) экспоненциальные законы изменения экспериментальных значений относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и функции Леверетта в зависимости от водонасыщенности.

Для определения водонасыщенности используем линейную аппроксимацию

$$S = \frac{(S^* - S_{B.O.})}{H} Z + S_{B.O.}, \quad (2)$$

где S – водонасыщенность; $S^* = 1 - S_{H.O.}$; $S_{B.O.}$, $S_{H.O.}$ – остаточные водонасыщенность и нефтенасыщенность; H – высота блока.

Для аппроксимации экспериментальных кривых относительных фазовых проницаемостей используем экспоненциальные зависимости

$$k_{H.O.} = a_1 e^{b_1 S}, \quad (3)$$

$$k_{B.O.} = a_2 e^{b_2 S}, \quad (4)$$

где $k_{H.O.}$, $k_{B.O.}$ – относительные фазовые проницаемости для нефти и воды; a_1 , a_2 , b_1 , b_2 – рациональные числа ($a_1 > 0$, $a_2 > 0$, $b_1 < 0$, $b_2 > 0$).

Для аппроксимации экспериментальных значений функции Леверетта, используем экспоненциальную зависимость

$$J(s) = a_3 e^{b_3 s}, \quad (5)$$

где a_3 , b_3 – рациональные числа ($a_3 > 0$, $b_3 < 0$).

Построим график зависимости коэффициента вытеснения от времени t при различных углах смачивания (рис. 1). Процессы капиллярной пропитки чувствительны к величине угла смачивания. С увеличением угла смачивания коэффициент вытеснения уменьшается, а время вытеснения увеличивается, причём скорость изменения коэффициента вытеснения и время вытеснения заметно увеличиваются при $\Theta > 50^\circ$.

Самопроизвольная капиллярная пропитка наблюдается при углах смачивания, меньших 49° , процесс впитывания наблюдается в области углов от 49° до 73° , при углах, больших 73° , впитывание не наблюдается [1]. Согласно [3], породы по смачиваемости принято делить на гидрофильные ($\Theta \leq 45^\circ$), гидрофобные ($\Theta \geq 70^\circ$) и промежуточные ($45^\circ < \Theta < 70^\circ$). По лабораторным данным, для образцов Речицкого месторождения задонского горизонта углы сма-

чивания колебались в пределах $21\text{--}58^\circ$, а для образцов Осташковичского месторождения семилукского горизонта в пределах $30\text{--}67^\circ$ [3].

При изменении угла смачивания от 0° до 10° время вытеснения увеличивается лишь на 1,5 %, а коэффициент вытеснения уменьшается на 16%. По сравнению с начальным значением ($\Theta = 0^\circ$) время вытеснения при $\Theta = 60^\circ$ увеличивается почти в 2 раза, при $\Theta = 70^\circ$ – почти в 3, при $\Theta = 80^\circ$ – почти в 6 раз, а коэффициент вытеснения уменьшается соответственно на 31, 44 и 61 %.

Построим графики зависимости скорости вытеснения $u_{\text{выт}}$ от насыщенности смачивающей фазой s при различных углах смачивания (рис. 2) и от времени при различных значениях вязкостей воды и нефти (рис. 3). Для любых значений угла смачивания наибольшее значение имеет начальная скорость вытеснения (при $s = s_{в,0}$). С ростом угла смачивания начальная скорость заметно уменьшается. В условиях капиллярной пропитки с преобладанием капиллярных сил дебит скважины прямо пропорционален площади дренирования скважины и скорости фильтрации (вытеснения).

Построим графики зависимости дебита скважины от насыщенности смачивающей фазой s при различных углах смачивания (рис. 4). При любом угле смачивания с увеличением водонасыщенности дебит скважины уменьшается, причём дебит падает быстрее в интервале водонасыщенности, где $0 < M(s) < 1$, а в интервале, где $M(s) > 1$, скорость падения уменьшается.

При изменении углов смачивания в интервале $(0, 10^\circ)$ дебит скважины в начале и конце вытеснения изменяется незначительно. Например, уменьшение угла смачивания с 10° до 0° приводит в конце вытеснения к увеличению дебита скважины на $0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ или на $36,5 \text{ м}^3/\text{год}$ (на 1 %). При изменении углов смачивания в интервале $(10^\circ, 70^\circ)$ дебит скважины в начале и конце вытеснения изменяется значительно. Например, уменьшение угла смачивания с 70° до 30° приводит в конце вытеснения к увеличению дебита скважины на $4,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ или на $1\,715 \text{ м}^3/\text{год}$ (на 147 %).

Таким образом, при некоторых условиях возможно увеличение дебита скважины в конце вытеснения. Например, при $\mu_{в} = 0,1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ($\mu_{н} = 1,22 \text{ мПа} \cdot \text{с}$) имеем $S_{\text{кр}} = 0,574 \in [0,19; 0,68]$ и минимальное значение дебита равно $48,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ (при времени вытеснения $t_{\text{выт}} = 194 \text{ сут}$), которое возрастает к концу вытеснения ($t_{\text{выт}} = 265 \text{ сут}$) до $70,6 \text{ м}^3/\text{сут}$. При этом дополнительная добыча нефти составит $4\,228 \text{ м}^3$. При $\mu_{н} = 5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ($\mu_{в} = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$) имеем $S_{\text{кр}} = 0,625 \in [0,19; 0,68]$ и минимальное значение дебита равно $6,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ (при времени вытеснения $t_{\text{выт}} = 1\,489 \text{ сут}$), которое возрастает к концу вытеснения ($t_{\text{выт}} = 1\,772 \text{ сут}$) до $7,1 \text{ м}^3/\text{сут}$. При этом дополнительная добыча нефти составит $1\,939 \text{ м}^3$. Эффект повышения дебита вызван тем, что со временем капиллярное давление уменьшается медленнее, чем обобщённая вязкость.

Построенная упрощённая модель вытеснения при капиллярной пропитке позволяет лучше понять с качественной точки зрения закономерности вытеснения в трещинно-поровом коллекторе при двухфазной фильтрации.

На четвёртой стадии разработки при высокой обводнённости скважин, вытеснение нефти из блоков происходит в основном за счёт капиллярной пропитки или, как сказано в [2], за счёт «капиллярного насоса».

Таким образом, нами установлены предельные значения углов смачивания, при которых наблюдается рост коэффициента вытеснения и дебита нефтяных скважин. Показано, что уменьшение угла смачивания ведёт к повышению скорости фильтрации до величины, достаточной для нефтевытеснения из низкопроницаемых коллекторов. Определено, что начальная скорость фильтрации и начальный дебит зависят только от вязкости вытесняемой фазы, а конечная скорость фильтрации и конечный дебит – только от вязкости вытесняющей фазы.

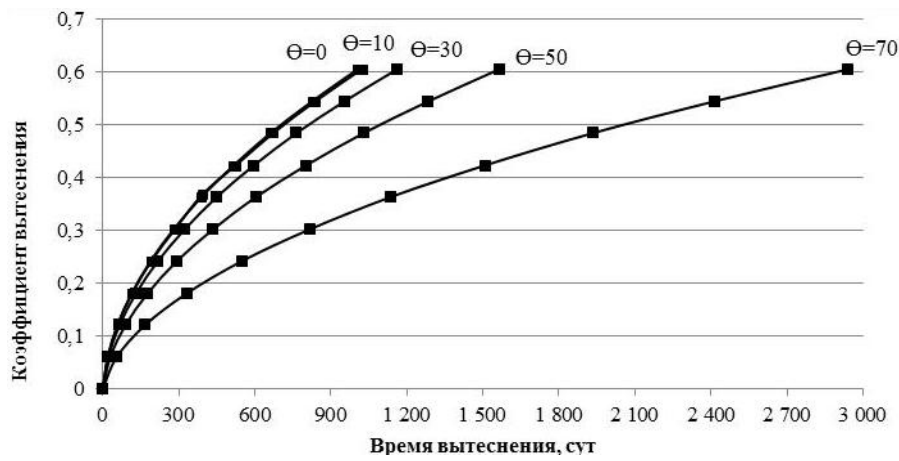


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента вытеснения от времени при различных углах смачивания

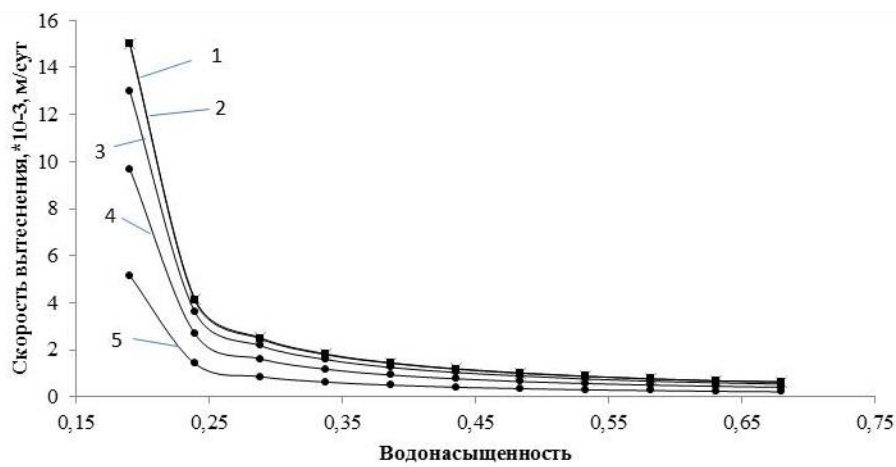


Рисунок 2 – Зависимости скорости вытеснения от насыщенности смачивающей фазой при различных углах смачивания
 1 – $\Theta = 0^\circ$; 2 – $\Theta = 10^\circ$; 3 – $\Theta = 30^\circ$; 4 – $\Theta = 50^\circ$; 5 – $\Theta = 70^\circ$

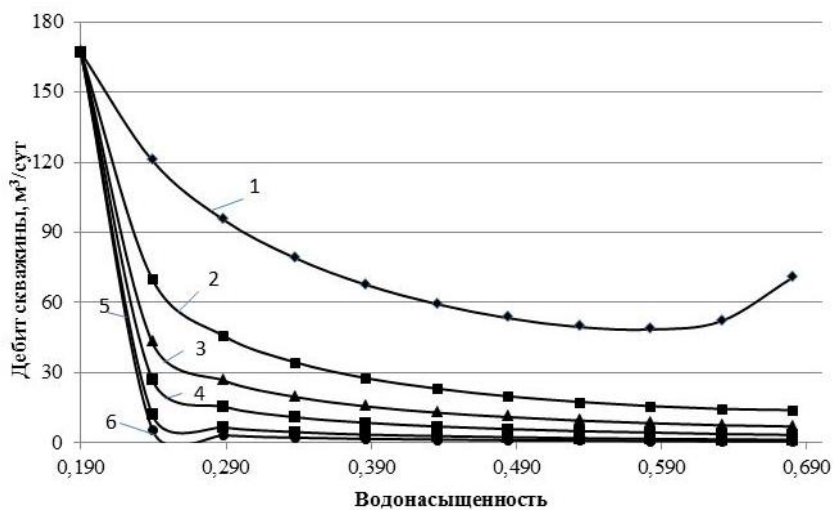


Рисунок 3 – Зависимость дебита скважины от водонасыщенности при различных значениях вязкости вытесняющей фазы
 1 – $\mu_{в} = 0,1$; 2 – $\mu_{в} = 0,5$; 3 – $\mu_{в} = 1$; 4 – $\mu_{в} = 2$; 5 – $\mu_{в} = 5$; 6 – $\mu_{в} = 10$. Значения вязкостей даны в мПа · с.

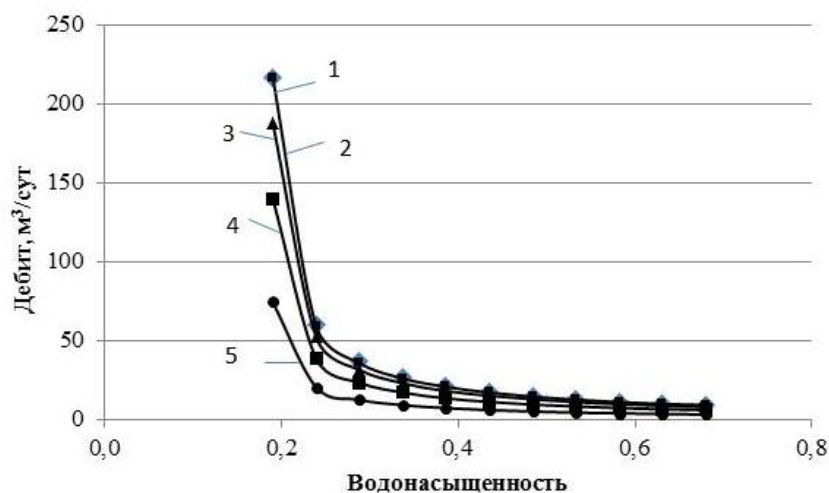


Рисунок 4 – Зависимости дебита скважины от насыщенности смачивающей фазой при различных углах смачивания
 1 – $\theta = 0^\circ$; 2 – $\theta = 10^\circ$; 3 – $\theta = 30^\circ$; 4 – $\theta = 50^\circ$; 5 – $\theta = 70^\circ$

Библиографические ссылки

1. *Голф-Рахт Т. Д.* Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М. : Недра, 1986.
2. *Борисов А. Г.* Капиллярно-гидродинамическая модель пласта залежи – как новый взгляд на механизмы извлечения нефти // Нефтепромысловое дело. 2009. № 8. С. 41–43.
3. *Цалко П. Б., Мартынович О. Ф., Пахольчук А. А.* Карбонатные коллекторы нефтяных залежей Припятского прогиба. Минск : Наука и техника, 1986.

УДК 550.84.02(476)

ОПТИМАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС СЕЙСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР (НА ПРИМЕРЕ МАКАНОВИЧСКОЙ ПЛОЩАДИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА)

А. М. Лопатин, И. П. Русинович

Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти,
 ул. Книжная 15а, 246003 Гомель, Республика Беларусь; i.rusinovich@beloil.by, a.lopatin@beloil.by

Рассмотрен комплекс сейсмических методов, используемых при подготовке нефтеперспективных структур.

Ключевые слова: сейсмические методы; нефтеперспективные структуры; Беларусь.

В административном отношении Макановичская площадь (далее МП) расположена в Хойникском р-не Гомельской обл. Ближайшие нефтяные месторождения: Восточно-Макановичское, Карташовское Москвическое и Котельниковское. Макановичская подсолевая структура выявлена в 1968 г. сейсморазведочными работами КМПВ-МОВ треста «Белоруснефтегеофизика» (с/п 1, 2, 3, 4/68) по поверхности кристаллического фундамента.

Основной целью проводимых работ являлось уточнение геологического строения района, прилегающего к Омельковщинскому разлому, с которым связаны высокие перспективы нефтеносности.