

Управление процессом капиллярной неустойчивости при гидродинамическом воздействии на пласт

Г.М. Панахов, Д.Т.Н.,
Э.М. Аббасов, К.Т.Н.

Институт математики и механики

e-mail: eldarab@gmail.com

Ключевые слова: нефтеотдача, капиллярное число, поверхностное натяжение, вытеснение, гидродинамическое воздействие, неустойчивость.

Laya hidrodinamik təsir zamanı kapilyar dayanıqsızlığın idarə edilməsi

G.M. Panahov, t.e.d., E.M. Abbasov, t.e.n.
Riyaziyyat və Mexanika İnstitutu

Açar sözlər: neftvermə, kapilyar ədədi, səthi gərilmə, sıxışdırma, hidrodinamik təsir, dayanıqsızlıq.

Layların yüksək sulaşması və neft ehtiyatlarının tükənməsi məsələsi mühitin mikrokanallarında maye axınının idarə olunması üçün yeni üsulların yaradılması zərurətini əhəmiyyətli dərəcədə artırır.

Məqalədə kapilyar effektlərin məsələsi mühitlərdə neftin sıxışdırılma prosesinə təsirinin öyrənilməsi istiqamətində aparılan tədqiqatların nəticələri təqdim olunur. İşdə, tərkibində üzvi və heterogen-üzvi birləşmələrə malik, aşağı və orta molekulyar çəkili karbon və naftən turşuları olan, yüksək molekulyar qatran və asfalten tərkibli neftlərin sıxışdırılmasının səmərəliliyinin artırılması məsələlərinə baxılmışdır.

Tədqiqatlar göstərmişdir ki, kapilyar proseslər və neftin su ilə sıxışdırılma prosesində cəhəbsinin dayanıqsızlığı layda qalığı neftlədoyma vacib amillərdən biri olan hidrodinamik təzyiğin ətalətindən asılıdır. Lay sisteminə kapilyar dayanıqsızlıq proseslərini nəzarət alaraq, suyun təsirinin optimallaşdırılması yollarından biri kimi ardıcıl olaraq periodik artan hidrodinamik təzyiqlər yaratma üsulu əsas götürülmüşdür. Bu üsulun həyata keçirilməsi, flüidləri doymuş kollektorların həcm-süzülmə xüsusiyyətləri və sıxışdırma şərtləri nəzərə alınmaqla aparılır.

Control on capillary instability in hydrodynamic impact on formation

G.M. Panahov, Dr.in Tech.Sc., E.M. Abbasov, Can.in Tech.Sc.
Institute of Mathematics and Mechanics

Keywords: oil recovery, capillary number, surface tension, displacement, hydrodynamic impact, instability.

Under the conditions of watercut increase in extracted product and high development of resources, the methods of reservoir recovery rate increase based on the control of fluids motion in micro channels of porous medium become more significant.

The studies on the capillary instability effect in porous media on oil displacement process have been carried out. The issues of efficiency increase of displacement of oils containing organics and heterorganic compositions – carbonic and naphthenic acids of low and medium molecular masses: high molecular resin and asphaltens, as well as various organic compositions have been considered.

The studies justified that capillary processes and the instability of oil displacement front are the significant aspects of dependence of residual oil saturation and rigidity of hydrodynamic pressure in reservoir. One of the optimization ways of impact on the deposit considering capillary instability process in formation system is the creating method of consequential and periodically increasing hydrodynamic pressure providing coordinated accounting as a displacement aspect, as well as capacity-filtration characteristics of fluid-saturated reservoirs.

Гетерогенные течения, процессы несмешивающегося вытеснения флюидов в пористых средах и механизм наблюдаемых при этом эффектов – предмет многочисленных исследований фильтрации в нефтенасыщенных коллекторах. Причиной пристального внимания к этим процессам является поиск путей снижения доли трудноизвлекаемой нефти в общем балансе добываемых углеводородов. Методы и технологии извлечения остаточных запасов – основная цель третичного воздействия на пластовую систему для увеличения нефтеотдачи. Во всех вышеперечисленных процессах объектом исследования является сложная структура порового пространства, существенным образом влияющая на гидродинамику, охват пласта вытеснением и распределение насыщающих его жидкостей.

В работах [1, 2] исследователи отмечают, что определяющие параметры, влияющие на структуру фронта вытеснения – это соотношение вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей $M = \mu_1/\mu_2$ и значение капиллярного числа N (безразмерного параметра подобия, характеризующего соотношение вязких и капиллярных сил).

Неоднородные по проницаемости и литологическому составу коллектора представляют собой довольно распространенный вид флюидонасыщенных пластов, фильтрационно-емкостные свойства которых критически определяют эффективность нефтевытеснения. Процесс вытеснения высоковязкой нефти водой в них сопровождается проявлением неустойчивости и "языков" обводне-

ния, и, как следствие, прорывами воды, ведущими к ранней обводненности продукции скважин. В общем случае, принятие во внимание всего комплекса гидродинамических, тепловых и физико-химических эффектов, проявляющихся в процессе вытеснения, подтверждает, что течение в пласте практически любого вытесняющего агента при некоторых условиях может стать неустойчивым. Вытеснение нефти высокой вязкости полимерным раствором даже в однородном коллекторе, предположительно поршневого характера, при учете адсорбции полимера на стенках породы коллектора и ряда других физико-химических процессов, становится на определенном этапе неустойчивым.

Проявление нестационарных эффектов возможно и в сравнительно макрооднородных нефтенасыщенных пластах, где образуются значительные поверхности раздела между нефтяной и водной фазами.

Одним из эффективных методов управления процессом капиллярной неустойчивости при добыче высоковязких нефтей является воздействие на пласт различными физико-химическими методами, позволяющими обеспечить существенное увеличение коэффициента нефтеизвлечения. Эффективность добычи углеводородов с использованием таких технологий заключается в резком уменьшении вязкости тяжелых нефтей, снижении поверхностного натяжения на границе раздела фаз, повышении температуры в контактной зоне и т.д. [3-5].

В практике нефтедобычи в течение многих лет используются методы и технологии, основанные на управлении процессами капиллярной неустойчивости при применении химических агентов к нагнетаемой воде, позволяющих изменить смачивающие характеристики пористой среды и поверхностное натяжение на границе контакта вытесняемой и вытесняющей жидкостей [6].

При воздействии на нефтяную залежь, находящуюся на поздней стадии разработки, в качестве вытесняющих агентов широко используются водные растворы щелочей. Концентрированные растворы щелочи изменяют смачивающие характеристики пористой среды нефтеносного коллектора и, как следствие, создают благоприятные условия для

выщелачивания и эмульгирования асфальтеновых компонентов высоковязких нефтей. В основе методов воздействия на истощенные нефтенасыщенные пласты лежат эффекты реагирования щелочи с породами, слагающими нефтяной коллектор и насыщающими его пластовыми жидкостями. Высокая вытесняющая способность щелочных растворов, их влияние на межфазные свойства нефти, воды и породы давно известны [3, 4].

Значительный интерес к применению растворов щелочи в процессах заводнения истощенных месторождений нефти возник в последние годы в связи с исследованиями компонентного состава нефти и содержания в ней органических и гетероорганических соединений – ряда карбоновых и нафтеновых кислот, имеющих низкую и среднюю молекулярные массы: высокомолекулярных смол и асфальтенов, а также различных органических соединений. Кроме того, в работах С. Сергиенко и Б. Рыбака отмечается что в составе высокомолекулярных кислот, выделенных из тяжелых нефтей, были обнаружены полициклические ароматические, а также нафтоароматические кислоты [7, 8].

В литературе [4] показано, что водные растворы щелочи на границе контакта с нефтями продуктивных горизонтов приводят к существенному снижению величины поверхностного натяжения и обладают большей активностью, чем растворы традиционно применяемых в настоящее время химических агентов. Данные, полученные путем тензометрического измерения, демонстрируют снижение поверхностного натяжения на границе с нефтью от 32.0 до 1.0 мН/м при концентрации щелочи в воде, равной 0.1 %.

Результаты многочисленных работ, посвященных методам щелочного воздействия [3-5, 9, 10], подтверждают, что в ряде случаев недостаточно внимания уделяется процессам взаимодействия щелочных растворов на основе гидрокарбоната натрия (Na_2HCO_3) с активными кислотными компонентами, содержащимися в высокосмолистых тяжелых нефтях.

Содержание нафтеновых кислот в нефтях достигает нескольких процентов [7, 11]. При контакте с щелочными флюидами они об-

разуют водорастворимые соли, являющиеся поверхностно-активными веществами и снижающие поверхностное натяжение на границе раздела нефть-вода [12].

Рассматривая эффект снижения величины поверхностного натяжения на границе раздела жидкостей в пористой среде, следует отметить, что, процесс вовлечения иммобильной нефти в общий поток вытесняемых флюидов зависит как от скорости вытесняющего потока воды, так и от возможности уменьшения характерного капиллярного давления, имеющего место при движении менисков несмешивающихся жидкостей вдоль стенок каналов порового коллектора. С увеличением давления поверхностное натяжение на границе раздела флюидов уменьшается, что объясняется уменьшением собственной поверхностной энергии (табл. 1).

Таблица 1

| Давление, МПа | Поверхностное натяжение, мН/м при температуре, °С | | Давление, МПа | Поверхностное натяжение, мН/м при температуре, °С | |
|---------------|---|------|---------------|---|------|
| | 25 | 65 | | 25 | 65 |
| 0 | - | 67.5 | 6.92 | 55.9 | 50.4 |
| 0.69 | 71.1 | 63.2 | 10.3 | 51.6 | 46.5 |
| 1.72 | 65.5 | 58.8 | 13.76 | 47.9 | 42.3 |
| 3.45 | 61.6 | 55.5 | 18.64 | 44.1 | 39.5 |

При уменьшении поверхностного натяжения, его зависимость от давления можно представить следующей формулой:

$$\sigma_0 - \sigma_p = \frac{abp}{1 + bp + cp^2},$$

где σ_0 , σ_p – соответственно поверхностное натяжение при нормальном давлении и при давлении p ; a , b , c – постоянные.

Еще более сложна зависимость поверхностного натяжения нефти от давления на границе с газом. Хотя её общий характер остается таким же, как и для воды, количественные изменения σ на границе с газом для нефти с увеличением давления зависят от целого ряда факторов – химического состава нефти, растворенного газа и его состава, характера полярных компонентов и их объема. Чем выше растворимость газа, тем интенсивнее уменьшается поверхностное натяжение нефти с повышением давления [3].

Возникает задача управления гидродина-

мической ситуацией на фронте вытеснения путем создания условий для усиления эффекта вовлечения заземленной в порах нефти в общий поток как за счет уменьшения поверхностного натяжения, так и в результате преодоления капиллярного давления на удалении от источника давления.

Капиллярные эффекты в пористых средах

Процесс вытеснения водой нефти, особенно высоковязкой, является неустойчивым и приводит к разделению месторождения на отдельные участки, насыщенные нефтью. Традиционно предполагается, что процесс вытеснения жидкости в неоднородной пористой среде определяется капиллярными силами на границе раздела фаз, которые, в свою очередь, зависят от поверхностного натяжения на межфазной поверхности α , угла

смачивания на линии контакта обеих фаз с поверхностью капилляров θ и структуры порового пространства. В гетерогенной среде со сложной фильтрационно-емкостной структурой эти параметры и соответствующее им капиллярное давление p_c различаются для обеих фаз. В зависимости от их размеров и значений градиентов давления, образуются многочисленные изолированные зоны с остаточной нефтенасыщенностью, в которых флюиды могут оставаться в неподвижном, капиллярно-запертом состоянии, находясь в динамическом равновесии с окружающим их фильтрационным потоком воды.

В работе [3] отмечено, что при капиллярном давлении вытесняющая фаза произвольно занимает лишь капилляры и гидрофильные поры с радиусами, большими критического. При малых скоростях поровые каналы, насыщенные нефтью, остаются неподвижными под действием капиллярных сил.

Последнее может быть представлено следующим образом: поровые каналы, содержащие иммобильную нефтяную фазу, имеют размеры, находящиеся в пределах

$$r_{k_1} \leq r \leq r_{k_2} = \frac{\sigma \cos \theta}{\Delta p} = \left| \sigma \cos \theta k_f / \mu v_0 \right|,$$

где r_{k_1} , r_{k_2} – минимальный и максимальный радиусы пор с неподвижной нефтью; $\sigma \cos \theta k_f / \mu$ – постоянная величина; v_0 – скорость фильтрации.

Из выражения видно, что с уменьшением скорости фильтрации размер поровых каналов с иммобильной нефтью растет. С другой стороны, с увеличением приложенного давления и скорости фильтрации, все большее число поровых каналов начинает участвовать в вытеснении.

При этом на фронте вытеснения возникают языки прорыва. Образуются структуры возрастающей сложности, как это происходит с вязкими фракталами или доминирующей неустойчивостью [5]. Степень гидродинамической неустойчивости указанных структур оценивается методом Ляпунова и размерностью Хаусдорфа-Безиковича. Установлено, что с увеличением скорости фильтрации длина волны неустойчивости уменьшается [3].

Следует отметить, что при вытеснении под действием гидродинамического перепада давлений характер распределения фаз зависит от капиллярного числа N_c , которое оценивается отношением вязкостных сил к капиллярным: $N_c = \frac{\mu_a v_a}{\sigma}$ [9].

Капиллярное число можно также рассматривать как $N_2 = \frac{k_0 \Delta p}{\sigma l}$, где k_0 – проницаемость; Δp – перепад давления; l – длина фильтрации. Эти формы капиллярного числа неэквивалентны. Из закона Дарси следует:

$$v_a = \frac{k_0}{\mu_a} f_a \frac{\Delta p}{l},$$

$$v_a \mu_a = k_0 \mu_a \frac{\Delta p}{l}$$

или

$$N_1 = \frac{v_a \mu_a}{\sigma} = \frac{k_f \Delta p}{\sigma l} = f_a N_2,$$

где f_a – относительная фазовая проницаемость для воды, рассматривается как функция подвижной нефтенасыщенности. С учетом порового пространства данный безразмерный комплекс служит аналогом N_c и определяется как [9]:

$$N_1 = \frac{v_a \mu_a l}{\sigma \cos \theta \sqrt{m k_0}}.$$

Для преодоления капиллярного давления на определенном расстоянии от скважины необходимо генерировать дополнительное "локальное" давление. При постоянном расходе на нагнетательной скважине скорость фильтрации в пласте будет уменьшаться с расстоянием R от скважины по закону $v = Q/2\pi R m'$, где m' – открытая пористость пласта. При этом, как следствие, будет уменьшаться и "локальное" давление на фронте вытеснения.

В неоднородных пластах эффективность циклического заводнения выше обычного [13]. Это обусловлено тем, что в условиях заводнения неоднородного пласта остаточная нефтенасыщенность его участков с худшими коллекторскими свойствами существенно выше, чем в основной заводненной части пласта. При повышении давления упругие силы пласта и жидкости способствуют внедрению воды в участки пласта с худшими коллекторскими свойствами, капиллярные же силы удерживают внедрившуюся в пласт воду при последующем снижении пластового давления. Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте, направленное на выравнивание насыщенности и устранение капиллярного неравновесия на контакте нефтенасыщенных и заводненных зон, слоев, участков [14, 15].

При малых градиентах гидродинамического давления скорость продвижения менисков в некоторых частях пор оказывается меньше скорости менисков, находящихся под действием капиллярного перепада. По мере роста градиента гидродинамического давления все большая доля пор охватывается чисто гидродинамическим вытеснением и объемы защемленной насыщенности уменьшаются. В коллекторах с высокой неодно-

родностью в процессе их разработки имеет место достаточный охват воздействием по объему и площади отдельных участков, что увеличивает показатель нефтеотдачи в целом [16].

При решении задачи повышения охвата зон с ухудшенными коллекторскими свойствами (иммобильными зонами) воздействием широко применяется метод циклического (импульсного) воздействия на пласт [4, 10].

Следует отметить, что практическая реализация способа не всегда приводит к положительным результатам. Недостатком такого рода стимуляции пластовой залежи является то, что на участке цикла снижения давления нагнетания вода может не удерживаться в микронеоднородностях капиллярными силами [17, 18], в результате чего защемленная нефть остается в порах и не инфильтруется в поток жидкости [7]. В связи с этим были проведены исследования по разработке новых, более эффективных способов воздействия на пласт.

В нашей работе предлагается технологическое решение повышения эффективности процесса охвата вытеснения нефти водой путем создания периодически нарастающего гидродинамического давления, позволяющего преодолевать сопротивление капиллярных сил по простиранию зоны нагнетания. Схематично изменение давления нагнетания воды может быть представлено в виде следующего алгоритма изменения давления (рис. 1).

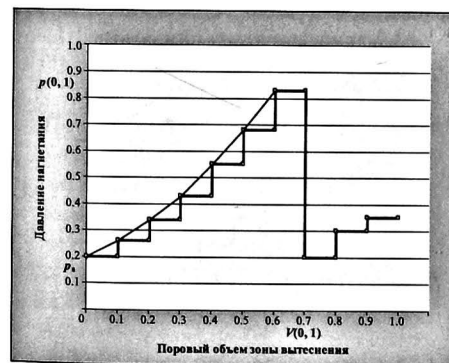


Рис. 1. Алгоритм регулирования давления нагнетания воды

При изменении темпа нагнетания скорость распределения давления в неодно-

родных зонах вследствие различия их коллекторских свойств будет различной, а следовательно, возможен переток нефти из менее проницаемых в более проницаемые обводненные слои или же, наоборот, переток воды из более проницаемых в менее проницаемые зоны, что снижает фазовую проницаемость пласта для воды и повышает её для нефти.

На этапе повышения давления нефть, находящаяся в иммобильных порах коллектора, уступает занимаемое пространство воде. Соответственно, на удаленном от скважины расстоянии содержимое пористого объема расширяется за счет понижения давления в тех неоднородностях, в которых вода удерживается капиллярными силами в порах, в которые она проникла. Таким образом, обеспечиваются условия для выхода нефтяной фазы в мобильную зону пласта.

Лабораторные исследования

Для подтверждения выдвинутых предположений в лабораторных условиях экспериментально смоделированы условия вытеснения нефти из неоднородной по проницаемости пористой среды. Эксперименты по фильтрации были проведены на фильтрационной установке физического моделирования нефтяного пласта CoreTest Systems FFES 655.

Воздействие производилось в условиях, максимально приближенных к пластовым, за счет применения модельных жидкостей (пластовая вода и пластовая дегазированная нефть), создания и поддержания пластовых температур и давлений, а также депрессий и репрессий, соответствующих пластовым условиям (табл. 2). Фильтрация производилась в условиях, соответствующих пластовым, через образец породы цилиндрической формы, приготовленной из естественных кернов месторождения Западной Сибири, пласт АВ8 проницаемостью по воздуху 0.2153 и 0.4237 мкм².

На экспериментальной модели, включающей керновые образцы с различной фазовой проницаемостью по нефти, производилось вытеснение пластовой дегазированной нефти водой. Вытеснение производилось путем закачки в колонку воды в объеме от 6 до 8

Таблица 2

| | | | |
|-----------------------------------|---------|--|--------|
| Температура, °С | 67 | Фазовая проницаемость по нефти при K_{fn} , мкм ² | 0.0543 |
| Пластовое давление, МПа | 7 | Фазовая проницаемость по воде при K_{fw} , мкм ² | 0.0022 |
| Горное давление, МПа | 30 | Фазовая проницаемость по воде при K_{fw} после воздействия, мкм ² | 0.0016 |
| Вязкость модели нефти, Па·с | 0.00168 | Режим вытеснения, см ³ /мин | 0.10 |
| Минерализация пластовой воды, г/л | 22 | Наблюдаемый GradP на модели при вытеснении, МПа/м | 0.47 |
| Вытесняющий агент – вода, г/л | 22 | Наблюдаемый GradP на модели при вытеснении после воздействия, МПа/м | 0.62 |

(до стабилизации значения коэффициента вытеснения), в ходе которого определялся коэффициент вытеснения нефти водой. При достижении его максимального значения и стабилизации процесса фильтрации воды определялась фазовая проницаемость керновых образцов по воде (см. табл. 2).

В режиме стабильного поддержания давления нагнетания фиксировались колебания давления на промежуточном участке фильтрационной модели. При достижении постоянных значений коэффициента вытеснения производилась смена гидродинамического режима путем последовательного ступенчатого увеличения давления закачки воды на входе модели. Режим вытеснения водой определялся исходя из условия вытеснения остаточной нефти на повышенных значениях давления нагнетания воды. Для этого давление на входе в модель ступенчато увеличивалось до значений 7.06, 7.12, 7.18 МПа и фиксировалось изменение перепада давления между входом и выходом керновой модели.

Результаты лабораторных экспериментов приведены на рис. 2 и 3. Приведенная зависимость описывает динамику перепада давления при смене режимов вытеснения – на стадии безводного вытеснения перепад давления увеличивается до определенного значения и при росте обводненности его величина снижается до 0.02 МПа. После смены гидродинамического режима переход на первоначальный режим вытеснения сопровождается относительно более высокими значениями перепада давления на участке стабилизации и значительными колебаниями Δp , что косвенно свидетельствует об изменении локальной гидродинамической ситуации в пористой среде и подключении неохваченных вытеснением поровых ка-

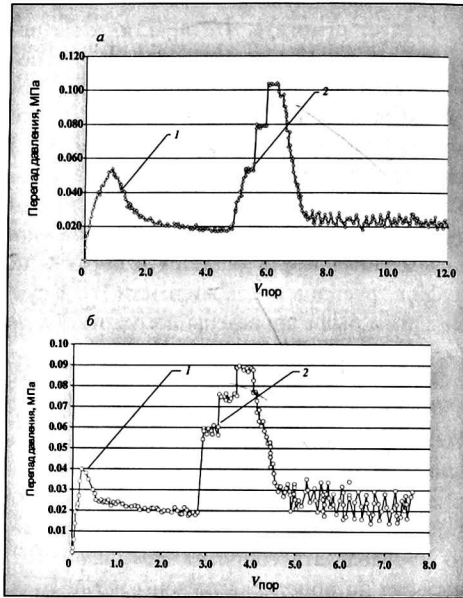


Рис. 2. Динамика вытеснения нефти пластовой водой на различных режимах гидродинамического давления – керновые образцы $k_f=215.3$ мкм² (а), проницаемость образца $k_f=423.7$ мкм² (б)

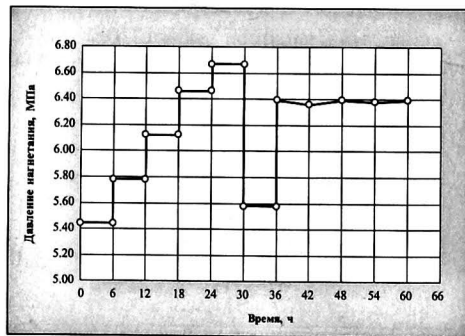


Рис. 3. Динамика изменения давления в процессе гидродинамического воздействия на нагнетательной скв. С12 (месторождение Penglai, "CNOOC")

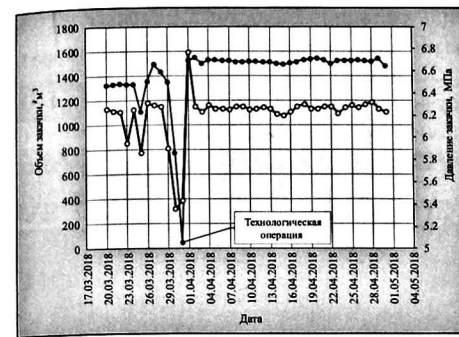


Рис. 4. Динамика текущих показателей нагнетательной скв. С12

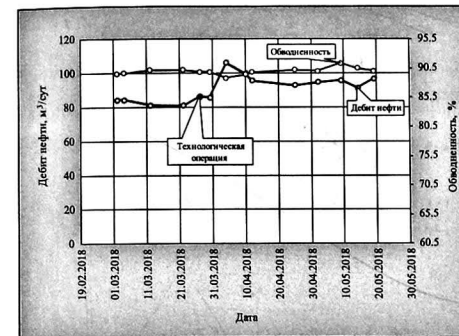


Рис. 5. Динамика среднесуточного дебита нефти и обводненности по реагирующей скважине участка внедрения технологии

налов и капилляров. Аналогичная картина наблюдается и при опытах на керновых образцах со средней проницаемостью 0.4237 мкм². Оценка изменения коэффициента вытеснения показала, что после ступенчатого гидродинамического воздействия коэффициент вытеснения увеличился на 6.24 % ($K = 215.3$ мкм²) и на 5.15 % ($K = 0.4327$ мкм²).

Промысловые исследования

Лабораторные исследования послужили основой для промышленной реализации технологического решения гидродинамического воздействия на неоднородный коллектор с остаточными, застойными нефтенасыщенными областями. Метод нашел применение в процессе технологической операции на группе скважин оффшорного месторождения Bohai Bay нефтяной компании CNOOC (КНР). Операция проводилась на участке залежи, охватывающей 14 реагирующих на водное воздействие эксплуатационных

скважин. Технология была осуществлена при поддержке компании "New Horizon" на нагнетательной скв. С12. Промысловая операция включала в себя несколько последовательных этапов гидродинамического воздействия путем реализации циклов вариации давления нагнетания воды (рис. 3).

По окончании промышленной операции осуществлялся контроль показателей давления нагнетания и объема закачки воды на нагнетательной скважине (рис. 4).

Анализ основных показателей эксплуатации окружающих (реагирующих) скважин на участке внедрения технологии подтвердил, что в целом по всем скважинам наблюдается положительная реакция на гидродинамическое воздействие – по большинству эксплуатационных объектов имеет место повышение, либо стабилизация значений среднесуточного дебита нефти. На рис. 5 приведена фактическая динамика показателей дебита нефти и обводненности после реализации технологической операции на скважине C54ST2 месторождения Penglai (КНР).

Выводы

В результате лабораторных исследований установлено, что наряду с факторами снижения межфазного натяжения, эмульгирования нефти и изменения смачиваемости породы существенную роль в процессах щелочного заводнения играет взаимодействие закачиваемого щелочного агента с активными кислотными компонентами высокосмолистых и асфальтеновых нефтей.

Исследования подтвердили, что капиллярные процессы и неустойчивость фронта вытеснения нефти водой являются важными элементами зависимости остаточной нефтенасыщенности от гидродинамического давления в пласте. Следует учитывать, что интенсивность и направление действия капиллярных сил зависят от целого ряда физических и физико-химических свойств пластовых систем, пород, пластовых жидкостей, в том числе, от условий вытеснения. Одним из путей оптимизации водного воздействия на залежь с учетом процессов капиллярной неустойчивости в пластовой системе, является метод создания последовательного периодически нарастающего гидродинами-

ческого давления, обеспечивающий согласованный учет, как условий вытеснения, так и

фильтрационно-емкостных характеристик флюидонасыщенных коллекторов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Научного фонда SOCAR проекта 28LR-AMEA "Разработка нового гидродинамического способа оптимизации процесса вытеснения остаточной нефти из неоднородных пластов".

Список литературы

1. Накоряков В.Е., Кузнецов В.В. Тепломассообмен и волновые процессы при двухфазном течении в пористых системах и засыпках // Прикладная механика и техническая физика, 1997, т. 38, № 4, с. 155-166.
2. Roland Lenormand, Eric Touboul and Cesar Zarcone. Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media // Journal of Fluid Mechanics, 1988, v. 189, pp. 165-187.
3. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971, 310 с.
4. Димов С.В., Кузнецов В.В. Условия мобилизации несмачивающей фазы в пористой среде // Изв. АН СССР МКТ, 1988, № 6, с. 104-111.
5. Емалетдинов А.К., Байков И.В. Моделирование оптимальной скорости вытеснения нефти и минимальной нефтенасыщенности вокруг нагнетательных скважин // Вестник Оренбургского государственного университета, 2005, № 2, с. 159-162.
6. Richardson et al. Chemically assisted thermal flood process United States Patent 6, 305, 472. October 23, 2001.
7. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти. – М.: Химия, 1964, 542 с.
8. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов. Изд. 5-е перераб. и доп. – М.: Гостехиздат, 1962, 888 с.
9. Ентов В.М., Завоский А.Ф. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. – М.: Недра, 1989, 232 с.
10. Еришов А.П., Даммер А.Я., Куперитох А.Л. Неустойчивость "невязкого пальца" в регулярных моделях пористой среды // Прикладная механика и техническая физика, 2001, т. 42, № 2, с. 129-140.
11. Нефти СССР: справочник. – М.: Химия, 1974, т. 1, 504 с.
12. Мусаев Р.А., Джафарли С.З., Халилов Э.Г., Гашимов А.Ф. О возможности повышения эффективности заводнения пластов, содержащих неактивные нефти. Труды института проблем глубинных нефтегазовых месторождений. – Баку: Нафта-Пресс, 1999, 178 с.
13. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче. – М.: Наука, 1997, 254 с.
14. Хабибуллин М.Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой, с циклически изменяющейся амплитудой давления // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2012, № 6, с. 233-241.
15. Щелкачев В.Н. Обобщение формы решений простейших основных задач теории нестационарного течения фильтрационных потоков. Труды ИНГП им. И.М. Губкина. Теория и практика разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1967, с. 96-106.
16. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М. Синергетические эффекты при системном воздействии на залежь термо-реохимическими технологиями // Нефтяное хозяйство, 2002, № 11, с. 61-65.
17. Surguchev L., Giske N.H., Kollbotn L. & Shchipanov A. Cyclic Water Injection Improves Oil Production in Carbonate Reservoirs. SPE 117836. Abu Dhabi, UAE: International Petroleum Exhibition and Conference, 2008.
18. Taylor K.C., Hawkins B.F. and Islam, M.R. Dynamic Interfacial Tension in Surfactant-Enhanced Alkaline Flooding, Journal Canadian Petroleum Technology, 1990, v. 29 (1), pp. 50-55.