

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ ЗАВОДНЕННОГО НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА С УЧЕТОМ СТРУКТУРИЗАЦИИ НЕФТИ ПРИ ТЕХНОГЕННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

З.Р. Ахметова

РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина, ОАО «НижевартовскНИПИнефть»

Одним из важнейших параметров, характеризующих промышленную ценность коллектора и определяющих эффективность системы разработки, является нефтенасыщение продуктивного пласта. Особенно актуально знание о реальном состоянии запасов на завершающей стадии разработки пласта, когда встает вопрос о повышении нефтеотдачи выработанных пластов. Неправильное представление о состоянии нефтенасыщенности приводит к тому, что разработка месторождений дает эффекты, ниже расчетных. На структуру распределения остаточной нефти в промысловом пласте влияет большое количество факторов, которые следует объединить в две группы:

- геолого-физические (геометрия внутрипорового пространства, поверхностно-молекулярные свойства системы порода – насыщающие флюиды (смачиваемость, ионный обмен, адсорбция), межфазные свойства, такие как поверхностное натяжение, различия в плотности, отношение вязкостей фаз);
- технологические (прилагаемые градиенты давления, тип и свойства рабочего агента, система размещения добывающих и нагнетательных скважин).

Для пластов характерны два основных типа остаточной нефти, определяемых условиями неоднородности коллектора [1, 2]: **остаточная нефть (ОН) микроуровня**, формирующаяся в промытых участках, и **ОН макроуровня**, формирующаяся в пластах, не охваченных воздействием процесса разработки. С точки зрения геолого-физических факторов для целей данной исследовательской работы особый интерес представляет ОН микроуровня, которую можно разделить по степени подвижности на **прочно-связанную ОН** ($K_{пр.св.}$), не извлекаемую из пласта с помощью традиционных технологий, и **условно подвижную ОН**, представленную капиллярно-защемленной ОН ($K_{к.з.}$), извлекаемой из пласта путем проведения геолого-технологических мероприятий.

Для определения каждого компонента ОН микроуровня необходимо определить общую ОН ($K_{он}$), формирующуюся при капиллярном режиме вытеснения под влиянием коллекторских свойств. Как показывают исследования [3], это становится возможным только в результате моделирования остаточной нефтенасыщенности (ОНН) вытеснением

воды на образце керна. Учитывая тот факт, что имеется несколько подобных экспериментов, необходимо выбрать именно тот, который соответствует условиям капиллярного режима вытеснения, то есть имеет четкие связи с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) породы. При рассмотрении отдельных серий опытов найдено подтверждение влияния распределения пор на $K_{он}$. Из них следует, что при распределении пор, наиболее приближенном к нормальному, значение ОНН может быть значительно выше для образцов с более высокой проницаемостью. С учетом того, что определяющим фактором в процессах фильтрации при вытеснении нефти является структура порового пространства, была предпринята попытка классифицировать изучаемые коллекторы по структуре порового пространства.

По литологическому составу породы образцы можно разделить на несколько литологических групп. Очевидно, что кавернозность и зернистость породы является одним из основных факторов формирования ОН, а в конкретном случае – определяющим. Необходимо отметить, что, как правило, однородные и мелкокавернозные образцы сложены мелко- и среднезернистыми песчаниками, а кавернозные и крупно каверновые – крупнозернистыми кавернозными песчаниками и гравелитами. Исходя из проведенной классификации литологического состава образцов и классификации кавернозности, становится ясно, что породу рассматриваемых образцов можно разделить на два литологических типа:

- мелкокавернозные и среднезернистые песчаники;
- кавернозные и крупнозернистые песчаники и гравелиты.

Такое разделение подтверждается тем, что для выделенных групп соответственно выстраиваются два вида зависимости $K_{он}$ и $K_{выт}$ от проницаемости (рис. 1).

В результате рассмотренного эксперимента получены величины общей $K_{он}$, включающей в себя как объем прочно связанной ОН ($K_{пр.св.}$), извлеченный при экстракции, так и объем условно подвижной капиллярно-защемленной ОН ($K_{к.з.}$). Величину $K_{пр.св.}$ можно определить независимым образом, по анализу керна, отобранного из пласта в лабораторных условиях методом изотермической сушки. Следовательно, имея данные общей $K_{он}$ и $K_{пр.св.}$ остаточной нефти, можно вычислить условно подвижную капиллярно-защемленную ОН: $K_{к.з.} = K_{он} - K_{пр.св.}$.

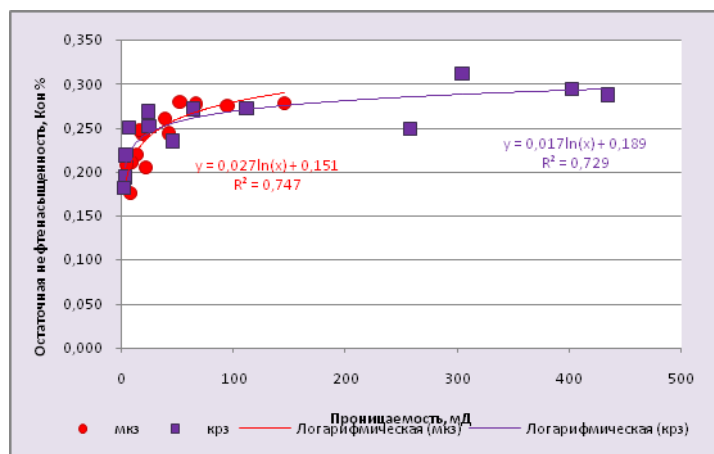


Рис. 1. Зависимость ОНН от проницаемости по результатам моделирования вытеснения нефти при капиллярном режиме

По результатам расчетов можно получить карты распределения условно подвижной ОНН (рис. 2). «Пятнистый» характер распределения запасов покажет локализацию нефти в зависимости от коллекторских свойств, что дает возможность определить метод и участок воздействия для доизвлечения. В качестве таких мероприятий могут быть как бурение боковых стволов, обработка призабойной зоны, так и закачка полимерных составов и пр. В зонах, где значения ОН низки, доизвлечение, вероятно, невозможно.

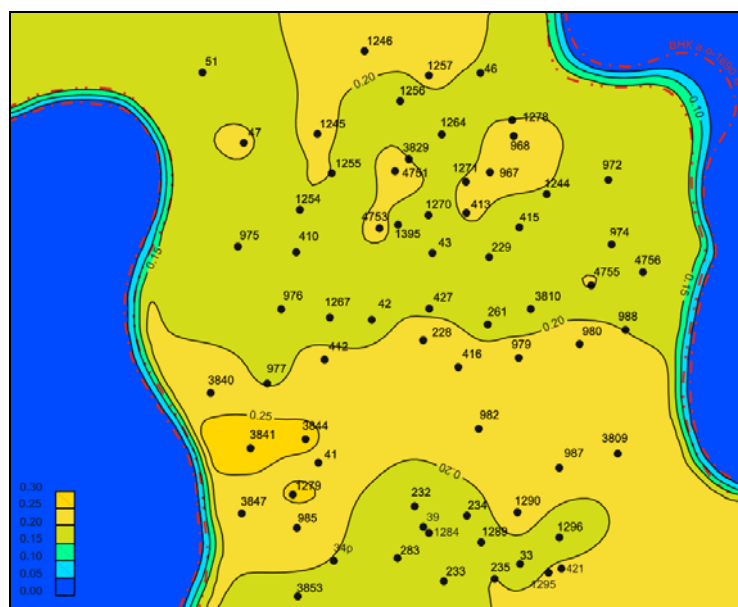


Рис. 2. Распределение условно подвижной $K_{к.з.}$

Физический эксперимент как на керне, так и на моделях пористой среды трудоемок, результаты его представляют собой интегральную характеристику, и изучение

влияния отдельных факторов на процессы образования ОНН в целом по пласту с его помощью затруднительно. Особенно сложно учесть распределение условно подвижной ОН, не принимая во внимание техногенный фактор. Поэтому с точки зрения технологических целей большой интерес представляют математические модели ОНН. В исследовательской работе была использована модель, разработанная Н.Н. Михайловым и А.В. Джемесюк [4], в отличие от существующих рассматривающая фильтрацию воды при наличии ОН и позволяющая моделировать влияние технологии разработки на ОНН в условиях неоднородности среды. В этой модели $K_{впп}$ зависит от числа капиллярности.

Для исследования взаимосвязи ОНН с неоднородностями различного характера были рассмотрены два типа модельных задач: неоднородные включения разных размеров и включения с различной степенью неоднородности. Для детального изучения распределения остаточной нефтенасыщенности рассмотрен сегмент пласта однородного и частично неоднородного по проницаемости. Далее представлены параметры коллектора, которые использовались в расчетах по умолчанию: $k_0=0,584 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ (абсолютная проницаемость по пласту); $k_{но}^{\max}=34,0\%$; $k_{но}^{\min}=16,0\%$; $\mu_b=0,94 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$; $\sigma=34,8 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м}$; $k_{во}=0,2$; $f_b(k_b)=2,358(k_b - k_{во})^{2,405}$. По периметру размещались нагнетательные скважины, в центре – эксплуатационные скважины. Давление в скважинах принималось равным 25 МПа и 15 МПа, соответственно. Для частично неоднородного пласта на расчетной области «вырезался» квадрат определенных размеров с другими свойствами коллектора, то есть с другой абсолютной проницаемостью.

В результате моделирования было получено, что для различных размеров зон пониженной проницаемости в самой зоне вытеснение нефти весьма слабое, при этом неоднородность оказывает влияние на распределение нефтенасыщенности в своей окрестности. Для включений повышенной проницаемости было характерно то, что происходило активное вытеснение нефти из зоны, при этом наличие оной сильно влияло не только на ее окрестность, но и на более удаленные участки, причем, с увеличением размера области сила этого влияния увеличивалась (рис.3).

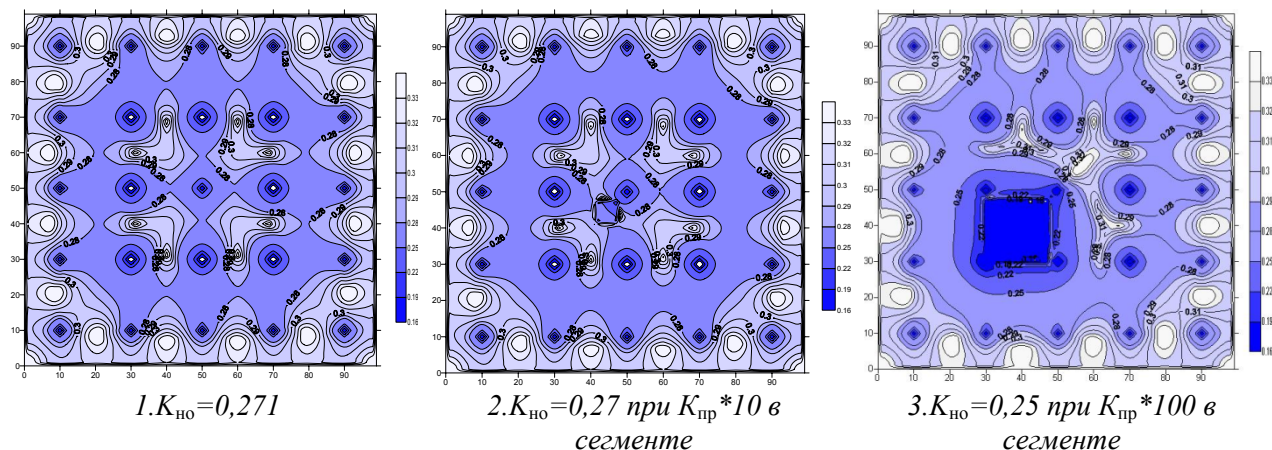


Рис. 3. Распределение ОНН с включениями повышенной проницаемостью

Включениям различной степени неоднородности при фиксированном размере свойственно то, что при увеличении проницаемости внутри области, как и следовало ожидать, $K_{он}$ стремится к минимальному заданному значению – 16%. При понижении проницаемости влияние включения до некоторых пор усиливается и постепенно становится неизменным. Принимая во внимание размеры неоднородностей, нужно отметить, что области малого размера не оказывают значительного влияния на среднюю нефтенасыщенность. При увеличении размера области на графиках наблюдаются минимумы, соответствующие тем значениям проницаемости, при которых вытеснение прекращается и влияние ограничивается искажением окружающего поля. На рис. 4, как и следовало ожидать, при росте размеров неоднородности для каждого случая имеем асимптотическое приближение к различным значениям среднего по расчетной области коэффициента остаточной нефтенасыщенности ($K_{он}$).

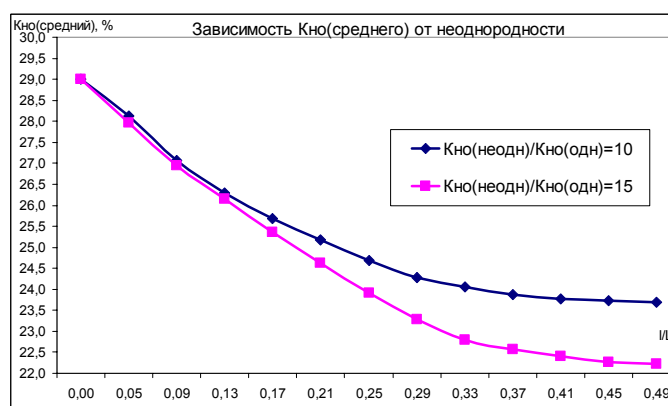


Рис. 4. Зависимость $K_{он}$ от неоднородности

На рис. 5 изображены графики для трех случаев расчета девятиточечной модели с нагнетательной скважиной в центре при ПСС 64 Га/скв: случай однородной среды с проницаемостью $0,0584 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; случай неоднородной среды с квадратом 440 на 440 м в центре расчетной области с проницаемостью $0,584 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; случай неоднородной среды с квадратом 440 на 440 м в центре расчетной области с проницаемостью $0,00584 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. На графике по вертикальной оси коэффициент ОНН в процентах, по горизонтальной оси абсолютная проницаемость.

Как видно из графиков, коэффициент ОНН сильно зависит от абсолютной проницаемости пласта, а также от проницаемости и размеров неоднородности.

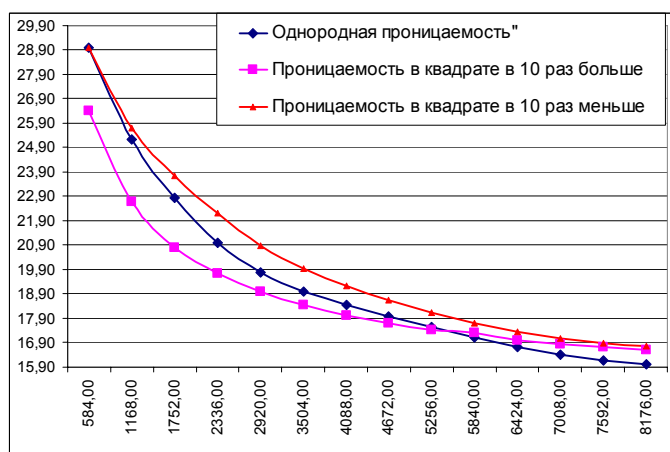


Рис. 5. Зависимость ОНН от абсолютной проницаемости

В эксперименте также рассматривалось техногенное влияние, а точнее, влияние размещения эксплуатационных скважин и плотности сетки скважин на распределение ОНН. Наиболее эффективными с точки зрения остаточного нефтенасыщения являются, как это видно из графика ниже (рис. 6), девятиточечная и семиточечная расстановки скважин. Наихудшей признана прямолинейная расстановка скважин. При уменьшении плотности сетки, как и следовало ожидать, $K_{\text{он}}^*$ асимптотически стремится к единице. Здесь за $K_{\text{он}}^*$ принимаем следующую величину: $(K_{\text{он}} - K_{\text{он}}^{\min}) / (K_{\text{он}}^{\max} - K_{\text{он}}^{\min})$, расчеты произведены для однородного пласта.

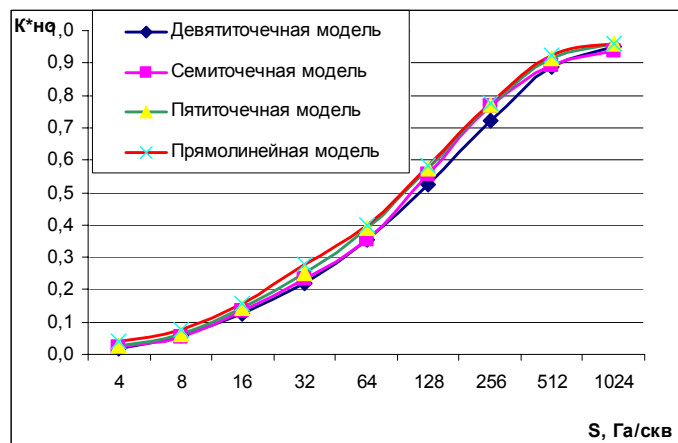


Рис. 6. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от ПСС для различных сеток скважин

Таким образом, распределение ОН по объему залежи подчиняется вполне определенным закономерностям, поддающимся изучению и количественной оценке современными методами моделирования и с помощью разработанной методики структуризации, которая позволяет определить перспективные участки с высокими значениями запасов нефти, более точную прогнозную эффективность рекомендуемых мероприятий. Это дает возможность осуществлять локальное целенаправленное воздействие на данные зоны коллектора с целью доизвлечения ОН и увеличения текущего КИН, что особенно актуально в условиях ухудшения структуры и качества запасов на разрабатываемых и вновь открываемых месторождениях УВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 1992. 270 с.
2. Михайлов Н.Н. Доразработка заводненных пластов на основе исследования структуры и подвижности остаточной нефти // Вестник ЦКР Роснедра. 2008. № 2. С. 33-37.
3. Новикова О.В. Критерии изучения структуры остаточной нефти на Таллинском месторождении // Геология нефти и газа. 2002. № 5. С. 47-52.
4. Джемесюк А.В., Михайлов Н.Н. Гидродинамические модели распределения остаточной нефти в заводненных пластах // Изв. Акад. наук. Сер. Механика жидкости и газа. 2000. № 3. С. 98-104.