

ПРАВИТЕЛЬСТВО ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ
ДЕПАРТАМЕНТ ПО НЕФТИ, ГАЗУ И МИНЕРАЛЬНЫМ РЕСУРСАМ ХМАО – ЮГРЫ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ
«НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ИМ. В.И. ШПИЛЬМАНА».

ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО И РУДНОГО ПОТЕНЦИАЛА ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

*Десятая
научно-практическая конференция*

Том 1

Под редакцией

КАРАСЕВА В.И. – кандидата экономических наук,
ШПИЛЬМАНА А.В. – кандидата геолого-минералогических наук,
ВОЛКОВА В.А. – кандидата геолого-минералогических наук

Ханты-Мансийск
Издательский Дом «ИздатНаукаСервис»
2007

СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТИ И ВОДЫ НАД УРОВНЕМ НУЛЕВОГО КАПИЛЛЯРНОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ И СПРАВОЧНЫХ ДАННЫХ О ВЕЛИЧИНАХ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ НА ГРАНИЦЕ НЕФТЬ-ВОДА

Б.В. Колпаков, М.Ю. Зубков,
Р.В. Коваленко, М.В. Каган
(ТФ ООО «КогалымНИПИнефть»)

При выборе технологических схем разработки, подсчете запасов и составлении других проектных документов, а также для расчета распределения нефти и воды по высоте залежи, на основе которого оценивается характер насыщения продуктивных объектов, используется величина поверхностного натяжения на границе нефть-вода. Она, наряду с другими параметрами, необходима для расчетов, связанных с проявлением капиллярных сил в поровом пространстве продуктивных отложений.

В настоящее время при расчетах высоты залежи обычно используется среднее значение поверхностного натяжения на границе раздела фаз (равное $27 \cdot 10^{-3}$ н/м). Несомненно то, что величина поверхностного натяжения, используемая в расчетах, на данный момент по справочным данным неодинакова для различных продуктивных пластов. Теоретической предпосылкой этого является влияние на величину поверхностного натяжения на границе нефть-вода большого количества факторов, а именно:

- давления и температуры;
- соотношения вязкостей нефти и воды;
- химического состава воды, но в большей степени углеводородного и компонентного состава нефти (особенно при высоком содержании в ней поверхностно-активных веществ, представленных смолами, асфальтенами, нафтеновыми кислотами и др.).

Поэтому при определении высоты залежи от уровня нулевого капиллярного давления рекомендуется использовать экспериментальные данные по поверхностному натяжению, полученные в условиях, моделирующих пластовые, для различных продуктивных отложений отдельно по каждому из месторождений. Действительно, изменение поверхностного (межфазного) натяжения на границе нефть-вода на несколько единиц приводит к заметному изменению распределения нефти и воды по высоте залежи над уровнем нулевого капиллярного давления.

В настоящей работе представлены результаты определения поверхностного натяжения на границе пластовой нефти и воды в пластовых условиях, отобранных из 14 продуктивных объектов 7 месторождений: Тевлинско-Русскинское – БС₁₀, БС₁₁, БС₁₂, БС₁₆₋₂₂, ЮС₁, ЮС₂; Покачевское – БВ₈, ЮВ₁; Повховское – ЮВ₁; Ватинское – АВ₁, АВ₂; Ловинское – ЮК₅₋₆; Верхнешапшинское – АС₁₀¹; Верхнелыхминское – ЮК₂.

Модели пластовой нефти готовились путем растворения в разгазированной пробе нефти газа сепарации. Рекомбинацию пробы проводили, ориентируясь на газосодержание, установленное для исследуемой пластовой системы. Процесс рекомбина-

ции проходил при комнатной температуре, что позволяло лучше растворить газ, при давлении, равном или выше пластового, при интенсивном перемешивании в течение 12 часов.

По завершении процесса рекомбинации пробы нагревалась до пластовой температуры и переводилась под давлением на 5–10% выше пластового в электромагнитный вискозиметр высокого давления «CAMBRIDGE APPLIED SYSTEM», модель SPL-440, для определения вязкости при пластовых температуре и давлении. В рекомбинированных пробах не отмечено образования свободной газовой фазы при переводе пробы к пластовым температуре и давлению.

Межфазное натяжение определялось тензиометром компании «TEMCO», модель JFT-820-R. Тензиометр позволяет определить величину поверхностного и межфазного натяжения методом висячей капли. Реализованный метод делает возможным определение межфазного натяжения при пластовых давлениях и температурах. Значения межфазного натяжения усреднены по результатам измерений 10 капель, при получении повторяемости не хуже 5%. Полученные значения межфазного поверхностного натяжения изменяются в пределах 24,5–44,5 дин/см (рис. 1).

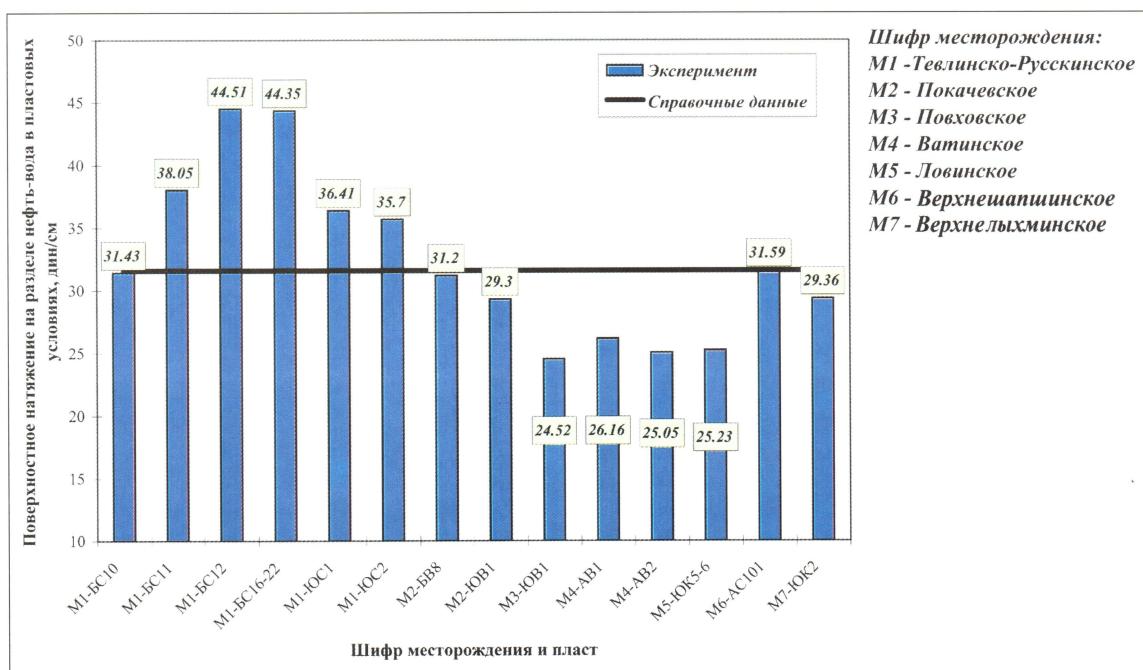


Рис. 1. Результаты определения величины поверхностного натяжения на границе нефть-вода, полученные экспериментальным путем с моделированием пластовых условий

Поверхностное натяжение является функцией величины межмолекулярных сил и зависит от температуры. С повышением температуры поверхностное натяжение на границе нефть-вода уменьшается (рис. 2).

Установлено, что величина межфазного поверхностного натяжения на границе нефть-вода практически не зависит от давления в диапазоне $P_{пл} \pm 1,5$ МПа.

В процессе разработки нефтяных месторождений как температура, так и давление в пласте, могут изменяться. Поэтому важно знать принципиальные зависимости поверхностного натяжения на границе раздела нефти с газом и водой от температуры и давления.

Процесс изменения поверхностного натяжения в системе вода-нефть при увеличении одновременно температуры и давления сложен. В зависимости от термоди-

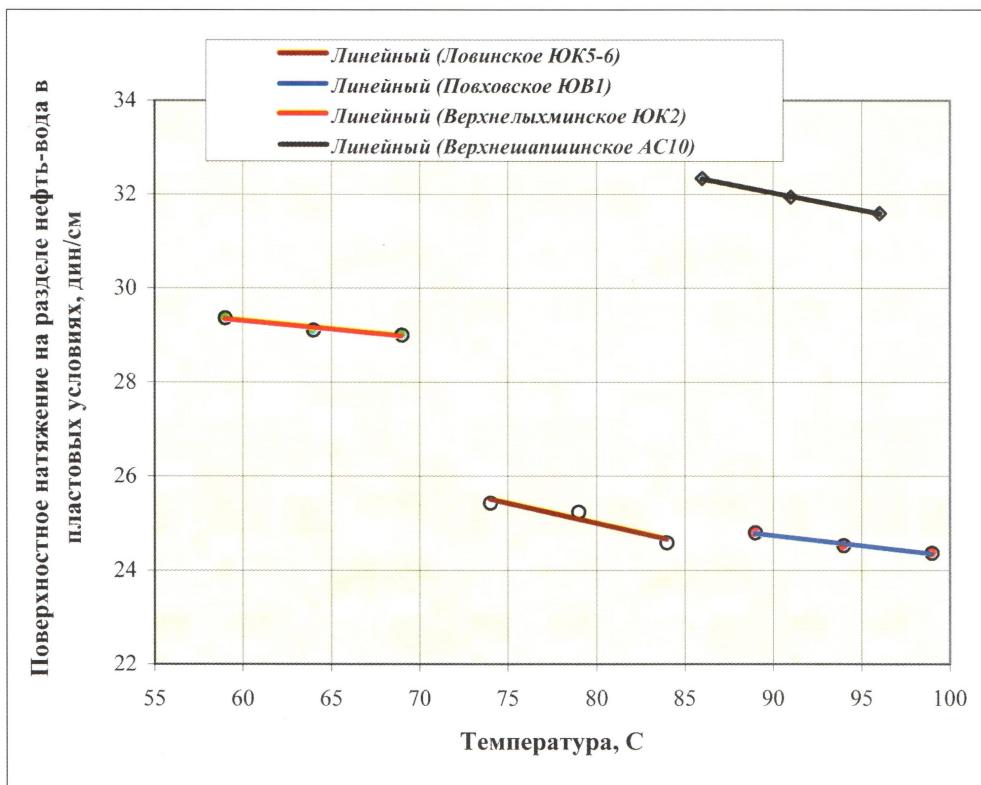


Рис. 2. Изменение поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода в пластовых условиях в зависимости от температуры

намического состояния и состава этой системы поверхностное натяжение на границе раздела нефти и воды при одновременном повышении температуры и давления может как уменьшиться, так и увеличиться, или даже оставаться постоянным [1, 2].

Поверхностное натяжение жидкости зависит от величины межмолекулярных сил. У жидкостей, молекулы которых полярны и силы молекулярного взаимодействия велики, поверхностное натяжение высокое (например, у воды – 72,8 дин/см). У жидкостей, молекулы которых менее полярны или неполярны, поверхностное натяжение существенно ниже (например, бензол – 33 дин/см; октан – 51 дин/см; девонская нефть Ромашкинского месторождения – 27 дин/см) [3].

В приведенных данных [3] обращает на себя внимание большое различие между поверхностным натяжением на границе раздела воды с индивидуальными углеводородами и маслами, с одной стороны, и поверхностным натяжением на границе раздела воды с нефтью – с другой. Последнее для перечисленных 14 объектов 7 месторождений находится в пределах 24,5–44,5 дин/см, со средним значением 32,3 дин/см. Объясняется это тем, что в нефтях содержатся поверхностно-активные вещества – смолы, асфальтены, нафтеновые кислоты и другие, молекулы которых полярны, в отличие от молекул углеводородов (рис. 3).

Сопоставление данных расчета распределения нефти и воды по высоте залежи над уровнем нулевого капиллярного давления, полученных с использованием экспериментальных и справочных данных по величинам поверхностного натяжения на границе нефть-вода, приведено на рис. 4. При значениях наибольшего из полученных нами значений поверхностного натяжения, равного 44,5 дин/см, разница высоты (по сравнению со справочными данными) при значении текущей водонасыщенности, равной K_B^* , составила +39 м (рис. 4а); при использовании в расчетах минимальной

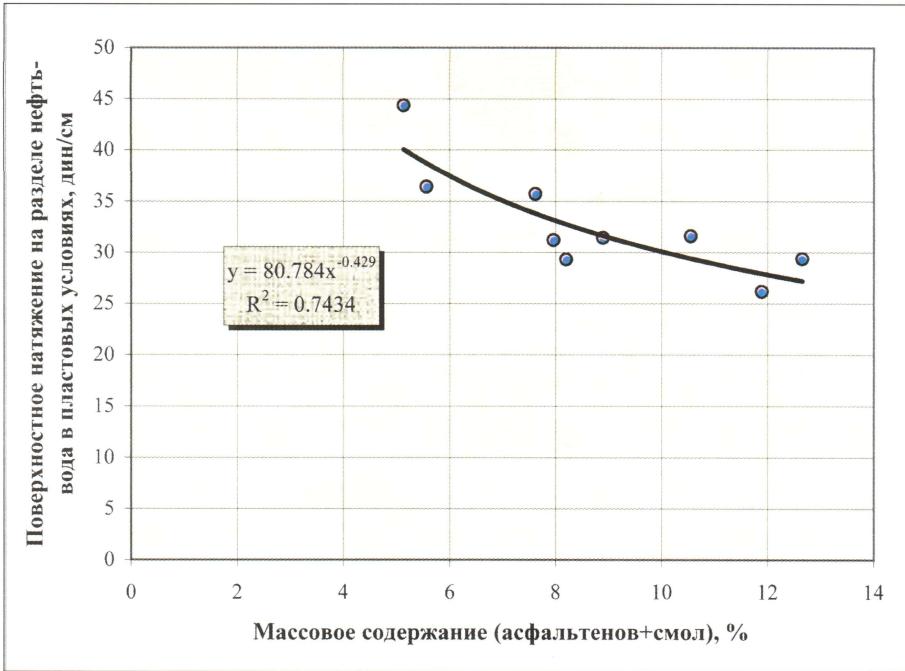


Рис. 3. Зависимость поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода в пластовых условиях от суммарного массового содержания асфальтенов и смол (условия, моделирующие пластовые)

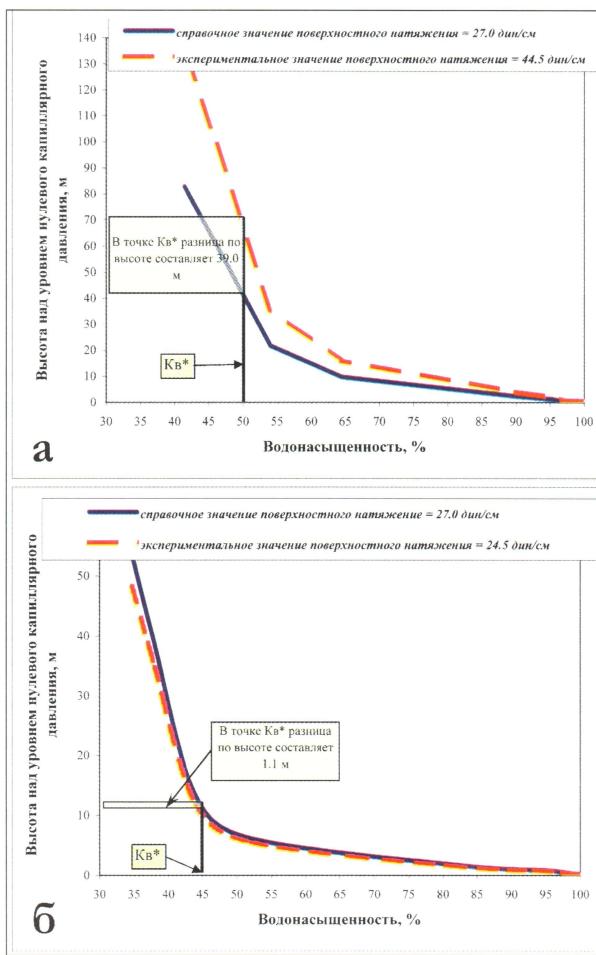


Рис. 4. Сопоставление распределения нефти и воды по высоте над уровнем нулевого капиллярного давления при использовании справочных и экспериментальных данных по величинам поверхностного натяжения на границе нефть-вода: а – 44,5 дин/см; б – 24,5 дин/см

величины поверхностного натяжения, равного 24,5 дин/см, высота залежи при значении текущей водонасыщенности, равной K_w^* , оказалась ниже, рассчитанной по справочным данным на 1,1 м (рис. 4б).

Выводы

1. Величины поверхностного натяжения, полученные экспериментальным путем в условиях, моделирующих пластовые, по разным продуктивным объектам месторождений Западной Сибири отличаются от справочных данных.

2. Подтверждена установленная ранее другими исследователями закономерность, что с повышением температуры поверхностное натяжение на границе нефть-вода уменьшается.

3. Установлено, что величина межфазного поверхностного натяжения на границе нефть-вода практически не зависит от давления в диапазоне Рпл. $\pm 1,5$ МПа.

4. Поверхностное натяжение на разделе нефть-вода, полученное экспериментальным путем в условиях, моделирующих пластовое, связано обратно пропорциональной зависимостью с массовым содержанием суммы асфальтенов и смол в нефти.

5. Сопоставление данных по распределению нефти и воды по высоте залежи над уровнем нулевого капиллярного давления («зеркалом» чистой воды) показало, что при использовании в расчетах результатов, полученных экспериментальным путем, расчетная высота залежи обычно больше, чем при использовании справочного значения, что объясняется более высокими (по сравнению со справочными данными) значениями величин поверхностного натяжения на границе нефть-вода у исследованных нами пластовых флюидов.

6. Максимальное различие между высотами нефтяных залежей в точке K_w^* при ее расчетах с использованием экспериментальных данных поверхностного натяжения по сравнению со справочными составляет +39 м.

Авторы выражают свою благодарность руководству и сотрудникам МНП «ГеоДАТА» за проведенные исследования, связанные с определением величины поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода в условиях, моделирующих пластовые.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мархасин И.Л., Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод.—М.: Недра.— 1975.
2. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта.— М.: Недра.— 1977.— 214 с.
3. Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод.— М.: Недра.— 1975.