

УДК 553.98:556.314 (571.1)

Т.А. Киреева¹, О.В. Гусева², Р.М. Судо³**ВЛИЯНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖЕЙ (НА ПРИМЕРЕ СРЕДНЕ-ХУЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)⁴**

Рассмотрены особенности гидрохимии пластовых вод ряда нефтегазовых месторождений Западной Сибири с проявлением нормального и инверсионного типов вертикальной гидрохимической зональности. Приводятся карты распространения закачиваемых вод, выполненные с учетом повышенного содержания в пластовых водах гидрокарбонат-иона (до 30 %-экв.), а также результаты компьютерного моделирования отложения кальцита в пластовых условиях, происходящего вследствие смешения двух типов вод: хлор-кальциевого (закачиваемые) и гидрокарбонатно-натриевого (пластовые). Обоснована необходимость учета гидрохимического типа вод при выборе методики обработки гидрохимических данных.

Ключевые слова: инверсия гидрохимической зональности, пластовые воды, разработка нефтяных месторождений.

Hydrochemical properties of stratal waters of several oil and gas deposits of Western Siberia, with normal and inverisal types of vertical hydrochemical zoning value are considered. Maps of distribution of run in waters, executed on the base of high abundance of hydrocarbonate-ion (to 30 %-ekv.) in the waters, and also results of computer modeling of calcite precipitation in the stratal conditions, resulting from mixture of two types of waters: chlorine-calcium (run in) and hydrocarbonate-sodium (stratal). Necessity of the taking into account the hydrochemical type of waters considering the technique of processing of hydrochemical datum is argued.

Key words: inversion of hydrochemical ash value, sheeted waters, oil deposits, processing of the hydrochemical data.

Введение. Разработка нефтегазовых залежей во всех случаях приводит к определенным изменениям условий формирования пластовых вод месторождения. Наиболее резко эти изменения проявляются при использовании внутриконтурного или законтурного заводнения с целью поддержания пластового давления (ППД).

Изменения гидродинамических условий проявляются с различной интенсивностью, но в целом однотипно и связаны главным образом с изменением величин и распределения пластового давления, изменением градиентов пластовой и межпластовой фильтрации, направления и скорости фильтрации флюида.

Изменения гидрогеохимических условий проявляются значительно сложнее, поскольку они связаны со смешением пластовых и нагнетаемых вод, имеющих в большинстве случаев различный состав, а также с возможным изменением условий и величины межпластовой фильтрации при изменении пластового давления при эксплуатации, а также с геохимическими процессами, которые зависят от этих факторов.

В связи с этим в последнее время в нефтедобывающей практике эффективно используются гидрогеохимические методы с целью оценки сложных внутрипластовых процессов, проявляющихся при разработке залежей углеводородов. Использование этих методов основано на изучении попутных вод, добываемых скважинами вместе с нефтью, которые представляют собой смесь пластовой и нагнетаемой жидкостей. По ряду гидрохимических показателей и изменению их содержания во времени успешно фиксируется реакция добывающих скважин на действие системы ППД, определяется степень участия нагнетаемых вод в формировании и направлении движения флюида на различных участках залежи, в процессах вытеснения нефти, в производительности эксплуатационных скважин и содержании «продукта» в добываемом флюиде. Одна из важнейших задач, решаемых на основе использования гидрогеохимических данных, — оценка процессов солеотложения, которые практически во всех случаях в той или иной мере проявляются при смешении пластовых и нагнетаемых вод, имеющих разный состав, так как этот процесс определяет изменения емкостных и фильтра-

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра гидрогеологии, ст. науч. с., канд. геол.-минер. н., e-mail: ta_kireeva@mail.ru

² ООО «НИПИ нефти и газа», инженер, e-mail: olyaguseva20388@rambler.ru

³ ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», зав. обособленным сектором мониторинга, анализа и прогноза показателей разработки месторождений УВС, канд. геол.-минер. н., e-mail: romanf@mail.ru

⁴ Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 10-05-00521а).

ционных свойств продуктивных пластов. Поскольку эти параметры непосредственно влияют на скорость движения флюида, водо- и нефтеотдачу пластов, производительность эксплуатационных скважин, то прогноз их изменений при эксплуатации месторождения имеет принципиальное значение для обоснования и использования любых гидродинамических расчетов и моделей.

В связи с тем, что изменение гидрогеохимических условий при эксплуатации определяется рядом факторов, важнейшие из которых — состав пластовых вод и вод, закачиваемых для ППД, расчеты по общепринятым универсальным зависимостям (расчет доли закачиваемых вод, оценка процессов солеотложения и др.) оказываются малоприемлемы для условий разных нефтегазоносных бассейнов. Очевидно, что методика таких оценок должна разрабатываться для конкретного месторождения или группы месторождений, имеющих сходные гидрогеохимические условия в естественном состоянии и при эксплуатации.

В соответствии с этим мы рассматриваем указанные вопросы применительно к условиям нефтегазовых месторождений северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна с примерно одинаковыми гидрогеохимическими условиями, при эксплуатации которых для реализации ППД используются воды близкого химического состава.

Постановка задачи. По гидрогеологическим условиям в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне можно выделить три основные гидрогеологические зоны (поояса): краевую, внешнюю и внутреннюю [Матусевич, 1976].

Границы *краевой* зоны условно проводят по внешнему контуру перехода пресных и солоноватых вод в соленые с минерализацией до 10 г/л, это зона преимущественно интенсивного водообмена. Здесь развиты гидрокарбонатные кальциевые, гидрокарбонатные натриевые и хлоридные натриевые водные растворы. В вертикальном разрезе краевой гидрогеологической зоны в большинстве случаев наблюдается плавное нарастание минерализации вод с глубиной и с удалением от границ бассейна, т.е. достаточно четко проявляются элементы вертикальной гидрогеохимической зональности (нормальный гидрохимический разрез).

Внешняя гидрогеологическая зона расположена за краевой зоной по погружению осадочных толщ бассейна. По существующей терминологии это зона относительно затрудненного водообмена. Вниз по разрезу и по направлению от периферических к центральным частям бассейна возрастают минерализация и метаморфизм подземных вод. Последнее проявляется в том, что в солевом составе увеличивается содержание кальций-иона и уменьшается содержание гидрокарбонат-иона, т.е. происходит смена вод гидрокарбонатно-хлоридно-натриевых на хлоридно-натриевые и затем хлоридно-кальциево-натриевые. По щелочно-кислотным свойствам водные рас-

творы внешней зоны чрезвычайно разнообразны: здесь встречаются и слабокислые (рН 6,6–6,8), и нейтральные (рН 6,8–7,2), и слабощелочные (рН 7,6–8,0) растворы, однако преобладают нейтральные и слабокислые.

Внутренняя гидрогеологическая зона находится в самой погруженной части мезозойского бассейна и наиболее интересна для целей нашей работы, так как эта зона характеризуется наибольшей нефтегазонасыщенностью. Гидрогеологические условия в ней резко отличаются от условий внешней зоны, для многих районов в ней характерно снижение минерализации вод с глубиной от 18–20 г/л в апт-альб-сеноманском водоносном комплексе до 12–14 г/л и менее в юрском. Снижение минерализации обычно сопровождается уменьшением содержания кальций-иона и увеличением количества гидрокарбонат-иона до 25–30 %-экв. Воды находятся в условиях резко восстановительной геохимической среды (E_h –(100±300 мВ)). По щелочно-кислотным свойствам — это исключительно щелочные растворы (рН 8–9).

Для внутренней области, где влияние промыва инфильтрационными водами сведено к минимуму, характерно существование районов с разным гидрохимическим обликом подземных вод, которые различаются минерализацией, солевым составом и, что очень важно, характером изменения гидрохимических показателей по разрезу. Всего выделено четыре района [Ставицкий, 2006].

Первый район расположен в Александровско-Колпашевском Приобье и включает обширные территории Обь-Иртышского и Обь-Енисейского междуречий. Для него характерны максимально высокая для Западно-Сибирского артезианского бассейна минерализация подземных вод юрских отложений (до 50–86 г/л) и максимальное содержание кальций-иона в подземных водах нижнемеловых отложений (до 25–35 %-экв.). Химический состав вод этого района в целом подчиняется нормальной вертикальной гидрохимической зональности, т.е. наблюдается закономерное увеличение минерализации с глубиной от 16–26 г/л в меловых отложениях до 50 г/л и более в юрском комплексе, а также переход вод от гидрокарбонатно- и сульфатно-натриевого типов к хлор-кальциевому (по классификации В.А. Сулина). Наиболее высокоминерализованные воды приурочены к разрезу нижней части юрских отложений.

Второй район находится в западной части бассейна. В его состав входит участок широтного течения Оби от Сургута до Ханты-Мансийска, Прииртышье от Увата до Ханты-Мансийска, а также значительная территория приуральской части бассейна. Подземные воды юрских и нижнемеловых отложений в этом районе обладают небольшой минерализацией (обычно меньше 20 г/л) и низким содержанием кальций-иона (обычно меньше 10 %-экв.). В этом районе, как правило, не наблюдается повышения минерализации юрских подземных вод по сравнению

с водами в нижнемеловых отложениях, напротив, на отдельных участках минерализация заметно снижается вниз по разрезу от 20–26 г/л в меловых отложениях до 8–12 г/л в неоком-юрских. Одновременно происходит изменение гидрохимического типа вод с хлор-кальциевого на гидрокарбонатно-натриевый, по классификации В.А. Сулина, что представляет проявление инверсии гидрохимической зональности.

Третий район охватывает южную часть Обь-Иртышского междуречья (Омско-Тарское Прииртышье и прилегающие к нему участки). По гидрохимическим показателям, т.е. минерализации подземных вод юрских отложений (20–35 г/л) и содержанию кальция-иона в подземных водах нижнемеловых отложений (обычно до 15–23 %-экв.), этот район занимает промежуточное положение между первым и вторым. Здесь также в ряде случаев выявлена приуроченность наиболее минерализованных вод к нижней части разреза.

Четвертый район выделен в северной части бассейна. Инверсионный тип зональности здесь выражен сильнее, чем во втором районе. На многих площадях (Южно-Русская, Русская, Уренгойская и др.) отмечается четкое снижение минерализации подземных вод вниз по разрезу и широкое распространение на глубине 2,5–3,8 км солоноватых вод с минерализацией 3–5 г/л. На других площадях (Комсомольская и др.) на той же глубине встречаются сильносоленые воды с минерализацией в пределах 10–15 г/л. Характерная гидрохимическая особенность этого района — повсеместное распространение в неоком-юрских отложениях вод гидрокарбонатно-натриевого типа.

Тип гидрохимической зональности, при котором минерализация воды закономерно увеличивается сверху вниз и соответственно изменяется ее химический состав в сторону накопления все более растворимых хлоридных солей, называется нормальной гидрохимической зональностью. Наряду с нормальным

типом гидрогеохимического разреза в артезианских бассейнах наблюдается инверсионный разрез, в котором нарушается общая закономерность изменения химического состава и минерализации подземных вод с глубиной.

Суть геохимической инверсии подземных вод заключается в том, что в глубоких горизонтах земной коры происходит смена высокоминерализованных (100–250 г/л) высококальциевых кислых рассолов на гораздо менее минерализованные (<35 г/л) щелочные высококарбонатные воды Cl–HCO₃–Na и даже HCO₃–Cl–Na состава. Соответственно изменяется и тип вод с хлоридно-кальциевого на гидрокарбонатно-натриевый (по классификации В.А. Сулина). В разрезе мезозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты при переходе от верхнемеловых к нижнемеловым и юрским отложениям во многих нефтегазоносных районах гидрогеохимическая инверсия проявляется достаточно резко [Ставицкий, 2006; Всеволожский, 2009].

Применительно к условиям разработки нефтяных месторождений в центральных и северных районах Западной Сибири это означает, что когда при эксплуатации залежей в низах осадочного чехла для ППД используются подземные воды верхнемелового (апт-сеноманского) комплекса, имеющие хлор-кальциевый состав, то они во многих случаях будут несовместимы по химическому составу с пластовыми водами месторождений, имеющими хлоридно-гидрокарбонатно-натриевый состав. Вместе с тем закачка вод именно верхнемелового водоносного комплекса повсеместно практикуется в условиях западносибирских месторождений, так как использование поверхностных вод ограничено вследствие климатических условий, а применение вод нижнемеловых и юрских водоносных комплексов затруднено из-за их низкой водообильности.

Такое различие химических типов пластовых и закачиваемых вод, которое характерно для многих

Таблица 1

Схематическое расчленение гидрогеологического разреза Средне-Хулымского нефтяного месторождения*

Элементы гидрогеологического разреза	Глубина залегания, м	Возраст отложений	Литологический состав	Средняя минерализация (г/л) и тип вод по В.А. Сулину
Первый гидрогеологический этаж	0–250	Четвертичный, Q	Пески, супеси, суглинки, прослойки глин, включения растительных остатков	M 0,9 Сульфатно-натриевые
Регионально распространенный водоупор	250–1100	Турон—поздний олигоцен, K ₂ t–P ₃ ¹	Глины	
Второй гидрогеологический этаж	1100–1900	Поздний апт—сеноман, K ₁ a ₂ –K ₂ s	Алевриты, песчаники преимущественно с глинистым цементом	M 20,2 Хлоридно-кальциевые
	1900–2100	Ранний апт, K ₁ a ₁	Глинистые отложения	
	2100–2800	Поздний валанжин, K ₁ v ₂ –a ₁	Песчаники и алевролиты	M 11,5 Гидрокарбонатно-натриевые
Регионально распространенный водоупор	2800–3050	Кимеридж—ранний валанжин, J ₃ km–K ₁ v ₁	Переслаивание глин и глинистых песчаников	
Третий гидрогеологический этаж	3050–3850	Триас—оксфорд, T–J ₃ o	Плотные песчаники	M 5,4 Гидрокарбонатно-натриевые

* Составлена О.В. Гусевой по материалам ОАО «РИТЭК», 2005 г.

месторождений центральной и северной частей бассейна, необходимо учитывать при обработке промысловых данных, что показано на примере Средне-Хулымского нефтяного месторождения, находящегося на территории Северной зоны (четвертый район) согласно гидрохимическому районированию, приведенному в работе [Ставицкий, 2006].

Результаты исследований. В разрезе осадочного чехла Средне-Хулымского нефтяного месторождения выделены три гидрогеологических этажа (табл. 1). Страфиграфическое расчленение разреза выполнено О.В. Гусевой в соответствии с решениями V Международного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (Тюмень, 1990).

Продуктивный пласт Средне-Хулымского месторождения связан с отложениями черкашинской свиты (K_{1chr}), которая залегает на глубине 2700–2800 м. Мощность пласта составляет 60–80 м, проницаемость 0,01–10 Д.

Химические анализы пластовых вод (всего 11 проб из 8 скважин) из валанжин-нижнеаптских отложений до начала разработки Средне-Хулымского нефтяного месторождения показали, что ионно-солевой состав вод преимущественно хлоридно-гидрокарбонатно-натриевый (табл. 2). Значения генетического коэффициента rNa/rCl во всех пробах больше 1, т.е. воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу (по классификации В.А. Сулина). Очевидно, что одна из основных особенностей гидрохимии Средне-Хулымского нефтяного месторождения — уменьшение минерализации пластовых вод

вниз по разрезу и переход их из хлор-кальциевого в гидрокарбонатно-натриевый тип (по В.А. Сулину), что является четким проявлением гидрохимической инверсии (табл. 1, 2).

Для поддержания пластового давления при эксплуатации Средне-Хулымского месторождения используется вода из верхнеаптско-сеноманского водоносного комплекса, средний химический состав которой приведен в табл. 3. Значение отношения $rNa/rCl < 1$, т.е. воды относятся к хлор-кальциевому типу (по классификации В.А. Сулина). Перед закачкой вода проходит только механическую очистку, т.е. отстаивается в буферных емкостях несколько часов и в ней замеряется количество взвешенных частиц, содержание которых не должно превышать 30 мг/л.

Изменение состава попутных вод, наблюдаемое в процессе разработки нефтяного месторождения, позволяет выделить добывающие скважины, которые по-разному реагируют на нагнетание растворов системы ППД, определить степень участия нагнетаемых вод в вытеснении нефти и направление их движения на различных участках залежи. Обычно для этого используется формула А.Р. Ахундова, основанная на линейной зависимости содержания компонентов от пропорций смешивающихся вод без выпадения осадка.

Применение этой формулы предполагает ряд допущений: во-первых, отсутствие физико-химических процессов в пласте при нагнетании воды, прежде всего образование осадка; во-вторых, хорошее техническое состояние эксплуатационных скважин, что позволяет считать, что вода в добывающую скважину поступает только из пласта и нагнетательных скважин [Методы..., 1980]. На практике выполнение этих требований редко осуществимо в реальных условиях разработки месторождений, что несколько уменьшает достоверность получаемых результатов, но зато позволяет не прибегать к специальным промысловым исследованиям.

В промысловой практике эту зависимость принято использовать, принимая за устойчивый показатель

Таблица 3

Химический состав закачиваемой воды на Средне-Хулымском месторождении

Компоненты и показатели химического состава	Содержание, мг/л
Cl	11315,60
SO ₄	3,40
HCO ₃	152,50
Ca	1122,20
Mg	85,10
Na+K	5949,94
Fe ⁺²	1,44
M, г/л	18,6
pH	7,63
Формула ионного состава	$\frac{Cl99HCO31}{(Na+K)81Ca17Mg2}$

Таблица 2

Химический состав пластовых вод Средне-Хулымского месторождения до разработки

Компоненты и показатели химического состава	Содержание, мг/л
Cl	$\frac{3380,8-10561,9}{5460,7}$
SO ₄	$\frac{0,0-95,3}{38,1}$
HCO ₃	$\frac{1132,8-2877,4}{2114,1}$
Ca	$\frac{39,7-933,5}{254,2}$
Mg	$\frac{14,5-144,8}{48,3}$
Na+K	$\frac{2784,2-6025,2}{4008,4}$
M, г/л	$\frac{3,1-15,2}{11,5}$
pH	$\frac{7,0-8,0}{7,6}$
rNa/rCl	1,2
Формула ионного состава	$\frac{Cl80HCO320}{(Na+K)96Ca3Mg1}$

Примечание. Над чертой — минимальное и максимальное значения, под чертой — среднее.

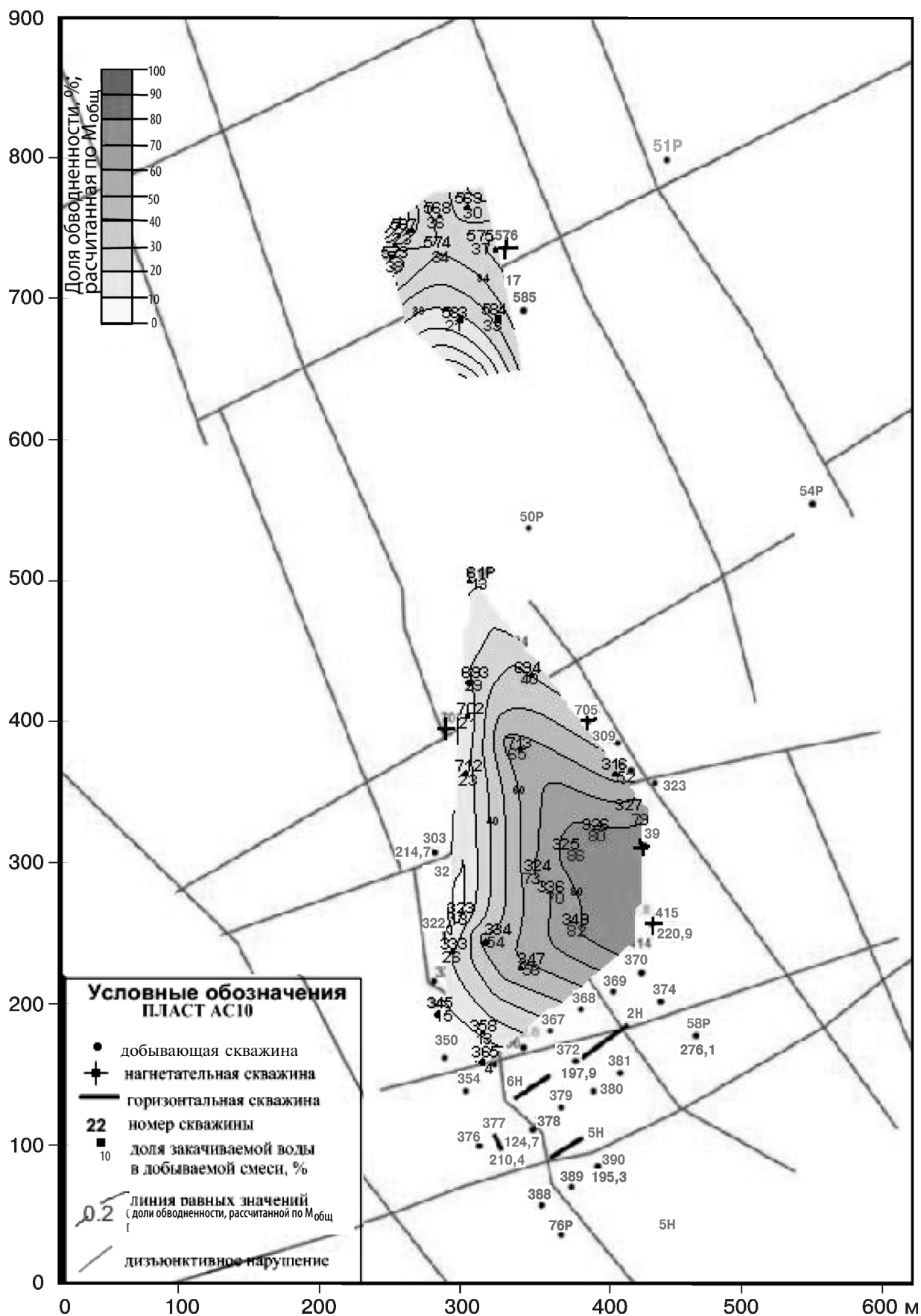


Рис. 1. Карта распространения закачиваемых вод, доля которых в добываемой смеси рассчитана по изменению $M_{\text{общ}}$

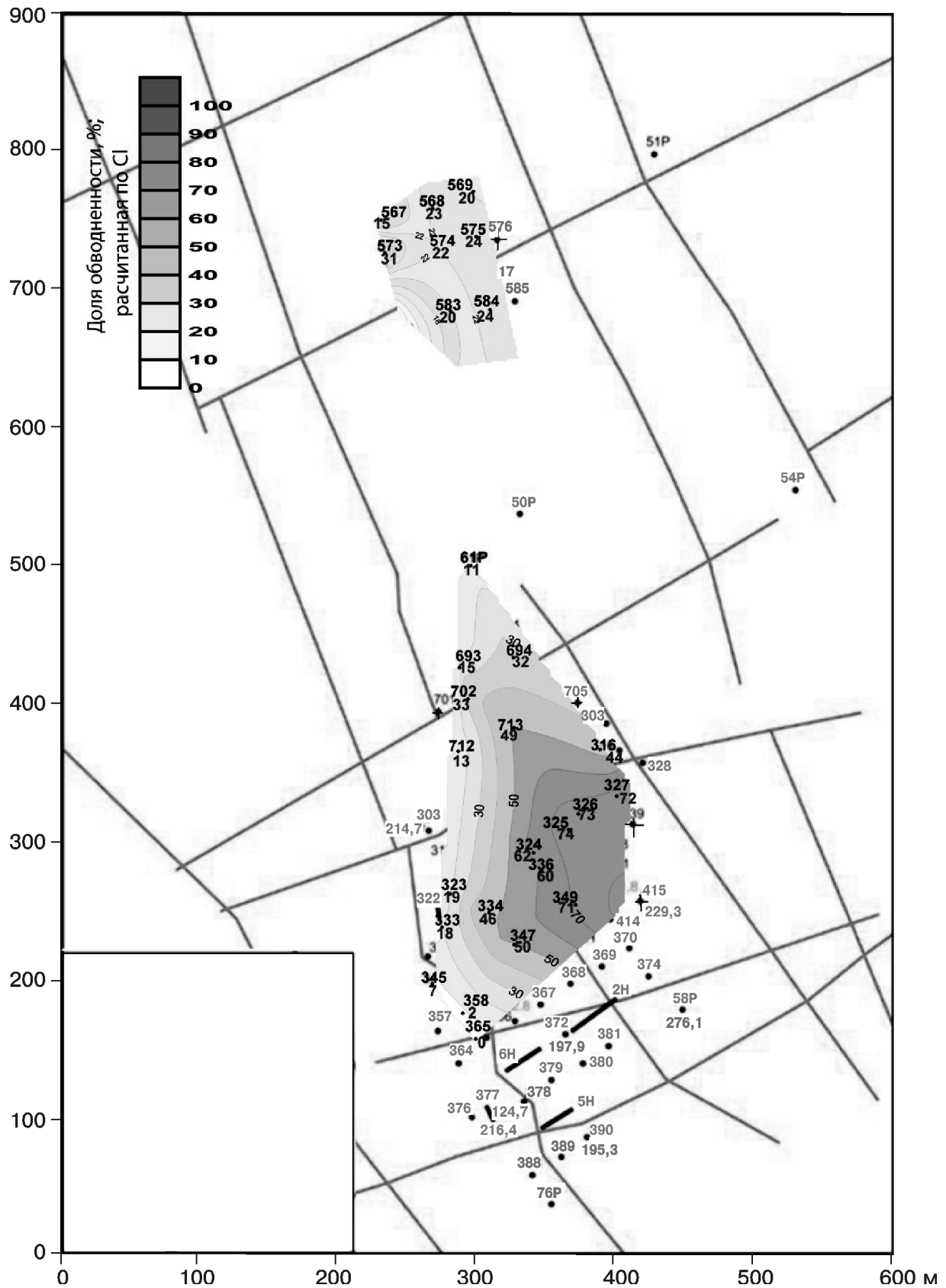


Рис. 2. Карта распространения закачиваемых вод, доля которых в добываемой смеси рассчитана по содержанию Cl-иона. Условные обозначения см. на рис. 1

химический состав смешанной воды, по которому можно наблюдать изменение состава пластовых вод в процессе эксплуатации и общую минерализацию растворов [Методы..., 1980]:

$$D_i = \frac{M_{см,i} - M_{пл}}{M_3 - M_{пл}}, \quad (1)$$

где D_i — доля закачиваемых вод в добываемой смеси для каждой эксплуатационной скважины i ; $M_{см,i}$ — величина минерализации в смеси пластовых и нагнетаемых вод, добываемой вместе с нефтью для каждой эксплуатационной скважины i ; M_3 и $M_{пл}$ — средние значения минерализации вод, закачиваемых в пласт для ППД, и в пластовых водах соответственно.

Такой расчет можно использовать для месторождений с хлоридно-кальциевым составом как пластовых, так и закачиваемых вод, так как минерализация этих вод в основном определяется содержанием консервативных компонентов — ионов Na и Cl. Консервативными называются компоненты, практически не взаимодействующие с компонентами самих подземных вод и веществом породы, не участвующие в биохимических реакциях и реакциях обменной адсорбции. Фронт движения консервативных веществ в подземных водах согласуется с фронтом движения самого растворителя (воды).

Однако на изучаемом объекте в пластовых водах нижнемеловых отложений содержится до 30 %-экв./л иона HCO_3^- , который не является консервативным компонентом и подвержен реакциям растворения — осаждения, поэтому расчеты целесообразно вести по наиболее устойчивому, консервативному элементу Cl-иону:

$$D_i = \frac{Cl_{см,i} - Cl_{пл}}{Cl_3 - Cl_{пл}}, \quad (2)$$

где $Cl_{см,i}$ — содержание хлор-иона в добываемой смеси; Cl_3 и $Cl_{пл}$ — средние значения содержания хлор-иона в закачиваемой и пластовой воде соответственно.

Для определения того, насколько применение зависимости (1) в условиях эксплуатации Средне-Хулымского нефтяного месторождения искажает наиболее близкую к реальности картину обводнения, полученную при использовании зависимости (2), выполнены расчеты по обеим формулам.

Для наглядного изображения степени участия нагнетаемых вод в вытеснении нефти построены карты распространения закачиваемой воды, рассчитанные по обеим методикам (рис. 1, 2). Карты построены в пликративном варианте, т.е. считалось, что гидродинамическая система в пласте единая. Область карт, в пределах которой выбранная программа Surfer9 выполняет построение линий равной обводненности скважин методом интерполяции, ограничивается координатами скважин ($\min(x,y)$ и $\max(x,y)$), значения которых используются для построения.

На картах видно, что фильтрационный поток от нагнетательных скважин, двигаясь по пути наименьшего фильтрационного сопротивления, в силу неоднородности фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений формирует фронт обводненности с неизометрическими очертаниями. Сопоставление карт, построенных с использованием зависимостей (1) и (2), т.е. с использованием значений общей минерализации ($M_{общ}$) и содержания хлор-иона, подтверждает некорректность использования зависимости (1) при анализе смешения вод, обогащенных гидрокарбонат-ионом. Во-первых, используя расчеты по зависимости (1), не удалось выявить наиболее проницаемую зону в районе нагнетательной скв. 576 (рис. 1). Во-вторых, хотя направление закачиваемых вод от линии нагнетательных скважин 701–702–703–705 на обеих построенных картах совпадает, но значения обводненности, рассчитанные с использованием значений по Cl-иону (2) в целом выше, чем по значениям $M_{общ}$ (1). Снижение значений заводнения при использовании в расчетах величины $M_{общ}$, видимо, связано с уменьшением минерализации в результате выпадения в осадок карбоната кальция, образующегося при смешении пластовых и закачиваемых вод. Таким образом, построение промысловых карт с использованием данных по $M_{общ}$ в условиях ряда нефтегазовых месторождений Западной Сибири создает ложную картину заводнения, занижающую долю закачиваемых вод в воде-смеси и искажающую истинную картину распространения закачиваемых вод.

Кроме того, при поступлении в продуктивные пласты нагнетаемых вод неизбежно происходит нарушение физико-химического равновесия в пласте, что может привести к нежелательным последствиям, одно из основных — солеотложение. При полной идентичности химического состава нагнетаемой и пластовой воды и, следовательно, при их полной химической совместимости реакции между компонентами растворов не происходят. Во всех остальных случаях возможны различные реакции с выпадением солей и выделением газов.

В условиях Средне-Хулымского месторождения закачиваемая вода существенно отличается по составу от пластовой (табл. 2 и 3), поэтому можно предположить, что в условиях разработки Средне-Хулымского месторождения будет происходить отложение кальцита в пластовых условиях в соответствии с уравнениями: $\text{CaCl}_2 + \text{NaHCO}_3 = \text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$; $\text{CaCl}_2 + \text{Na}_2\text{CO}_3 = \text{CaCO}_3 + 2\text{NaCl}$.

Правомочность этого предположения подтверждается тем, что факты отложения карбоната кальция в промышленном оборудовании на Западно-Сибирских месторождениях при разработке залежей в нижнемеловых отложениях неоднократно фиксировались ранее [Методы..., 1980].

Для прогнозирования отложения карбонатных солей использовался метод компьютерного термо-

динамического моделирования на основе программного комплекса Nch с встроенной базой данных UNITHERM, разработанный Ю.В. Шваровым (кафедра геохимии МГУ) [Шваров, 1999].

Моделирование возможно, если известны химические составы смешивающихся пластовой и закачиваемой вод, уточненные с учетом парциального давления углекислого газа. Создадим закрытую систему, термобарические условия которой соответствуют пластовым ($P = 158 \pm 306$ бар, $T = 74$ °С). В качестве входных данных использованы результаты химических анализов пластовой и закачиваемой воды (табл. 2 и 3) и значения пластового давления в скважинах. Решение задачи велось по схеме периодического реактора, когда задается, что каждый последующий раствор содержит на 10% больше закачиваемой воды и соответственно на 10% меньше пластовой. Вытеснение пластовой воды идет до полного соответствия раствора составу закачиваемой воды (10 шагов). Однако имея результаты расчета доли закачиваемых вод в добываемых попутных водах (по Cl-иону), в качестве конечного брали результат моделирования, соответствующий шагу, где составы пластовой и закачиваемой воды соотносятся с полученными результатами.

Соотношения пластовой и закачиваемой вод рассчитывали по содержанию хлор-иона в смеси, а не по значениям общей минерализации, что значительно точнее для условий Средне-Хулымского месторождения.

Расчеты показали, что максимальное выпадение кальцита из раствора соответствует соотношению пластовой к закачиваемой воде 7:3 и 3:2, что хорошо видно на графике осаждения кальцита в пластовых условиях при смешении пластовой и закачиваемой воды в скв. 307 ($T = 74$ °С, $P = 15,8$ МПа) (рис. 3).

По результатам термодинамического моделирования установлено, что в результате смешения пластовой и закачиваемой воды из 1 л смеси выпадает до 300 мг карбоната кальция, что подтверждает необходимость учитывать последствия закачки в пласт воды, несовместимой с пластовой.

Для пространственного прослеживания карбонизации порового пространства построена карта осаждения кальцита (в мг/л) из раствора при сме-

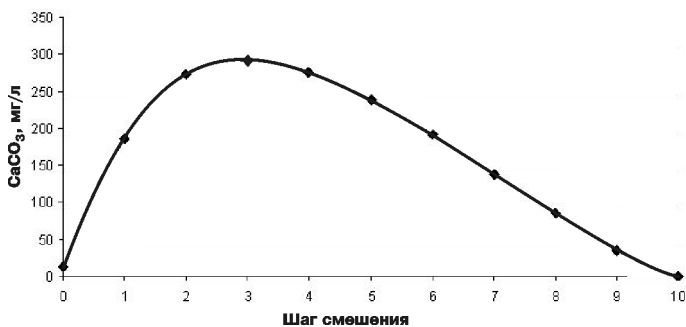


Рис. 3. График осаждения кальцита в пластовых условиях при смешении пластовой и закачиваемой воды в скв. 307 ($T = 74$ °С, $P = 15,8$ МПа)

шении пластовой и закачиваемой воды (рис. 4). На карте видны очаги заводнения скважин, которые соответствуют самым низким значениям солеотложения, так как при содержании в смеси более 50–60% закачиваемой воды начинается растворение выпавшего из раствора кальцита.

Выпадение кальцита в условиях Средне-Хулымского месторождения (максимально до 300 мг/л) снижает пористость на 1–2%, что при среднем значении пористости терригенных нижнемеловых отложений, равном 18%, и среднем размере пор коллектора 2 мкм существенно влияет на коллекторские свойства пород. Оценку снижения проницаемости пористой среды при солеотложении можно выполнить на основе связи проницаемости с радиусами поровых каналов, выражаемой зависимостью

$$r_0^2 = 8k/m, \quad (3)$$

это преобразованная формула Козени–Кармана [Шестаков, 1995], где r_0 — радиус поровых каналов; k — коэффициент проницаемости; m — пористость породы, отсюда коэффициент проницаемости составляет

$$k = r_0^2 m / 8. \quad (4)$$

Будем считать, что объем порового канала можно выразить через объем цилиндра, радиус которого — средний радиус пор (r_0), а высота (h) — длина блока породы, что равно 1 дм ($1 \cdot 10^7$ мкм): $V_n = \pi r_0^2 h = 1,2 \cdot 10^8$ мкм³. Допустим, что объем пор уменьшится, как и весь объем порового пространства, на 0,06%, следовательно, он станет равным приблизительно $1,19 \cdot 10^8$ мкм³, тогда радиус поровых каналов станет равным 1,95 мкм.

Итак, коэффициент проницаемости до выпадения кальцита приблизительно можно рассчитать по формуле (4): $k = 2^2 \cdot 0,18 / 8 = 0,09$ мкм²; а после солеотложения — $k = 1,95^2 \cdot 0,179 / 8 = 0,085$ мкм². Таким образом, значение коэффициента проницаемости уменьшилось приблизительно на 0,005 мкм² (или 0,005 Д), что составляет 5–6% от начального, что существенно в условиях продуктивных отложений Средне-Хулымского нефтяного месторождения, где значения проницаемости продуктивного пласта изменяются от 0,01 до 10 Д.

Выводы. 1. Изучение условий разработки Средне-Хулымского нефтяного месторождения показало, что общепринятая промысловая методика определения процентного соотношения вод в смеси по изменению величины общей минерализации практически непригодна для условий данного месторождения. Это связано с тем, что в пластовых водах нижнемеловых отложений Средне-Хулымского месторождения содержится до 30 %-экв/л HCO₃, который не является консервативным компонентом и подвержен реакциям растворения—осаждения. В связи с этим в подобных условиях расчеты целесообразно выполнять по наиболее устойчивому Cl-иону.

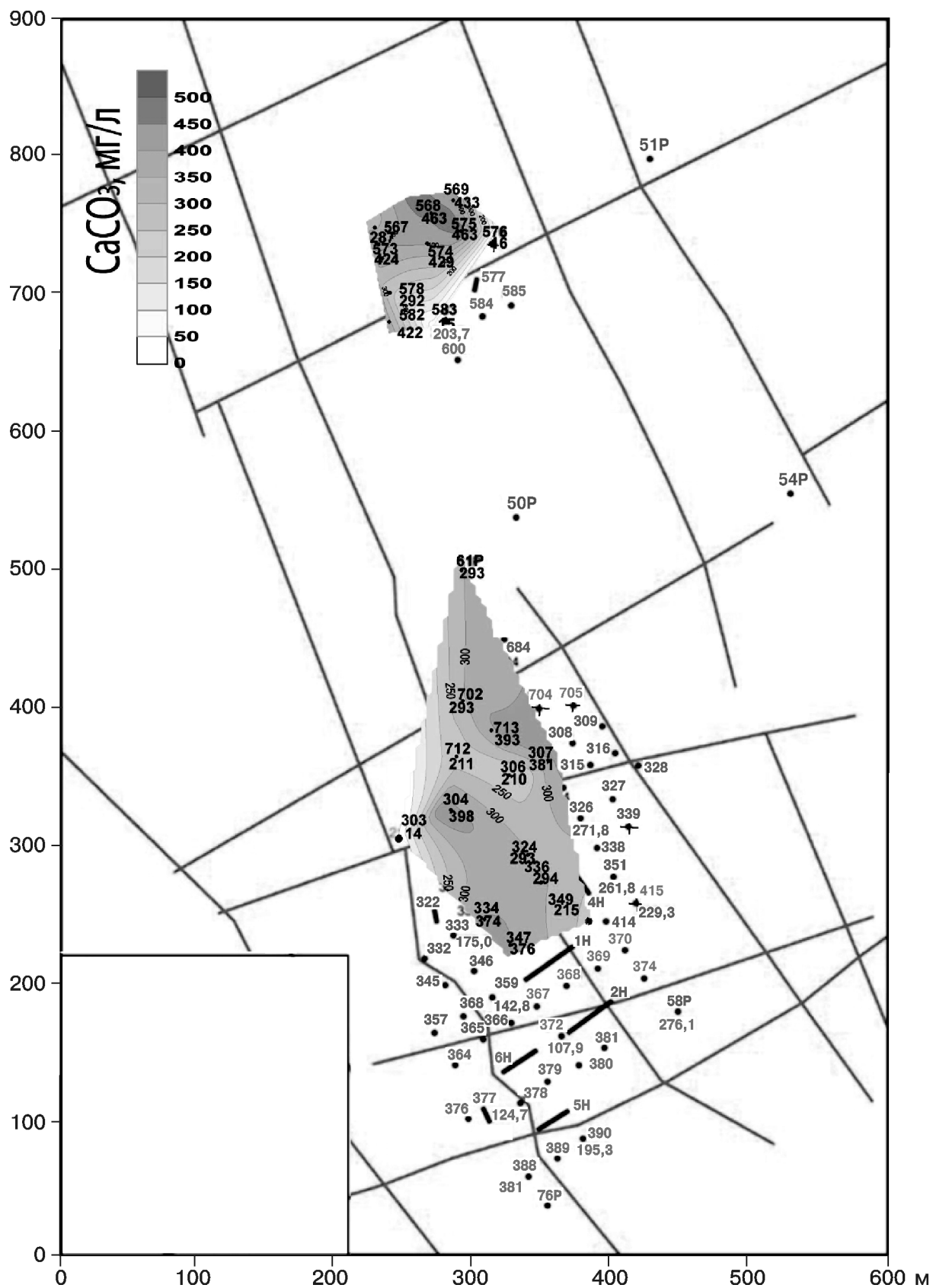


Рис. 4. Карта внутрипластового отложения кальцита в условиях разработки Средне-Хулымского нефтяного месторождения. Условные обозначения см. рис. 1

2. Построение промысловых карт с использованием данных об общей минерализации для вод, содержащих неконсервативные компоненты, создает ложную картину заводнения, занижающую долю закачиваемых вод в воде-смеси и искажающую истинную картину распространения закачиваемых вод.

3. Результаты термодинамического моделирования свидетельствуют о том, что использование для заводнения нефтеносных горизонтов Средне-Хулымского месторождения верхнемеловых вод хлоридно-кальциевого типа, несовместимых с гидрокарбонатно-натриевыми пластовыми водами, приводит к отложению кальцита в поровом пространстве коллекторов, что может существенно сказаться на емкостных и фильтрационных параметрах продуктивного пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Всеволожский В.А., Киреева Т.А. К проблеме формирования инверсий гидрогеохимической зональности // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2009. № 5. С. 19–25.

Матусевич В.М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. М.: Недра, 1976. 156 с.

Методы борьбы с отложением солей. М.: ВНИИОЭНГ, 1980. 55 с.

Методы обработки и интерпретации результатов гидрогеологических исследований в нефтегазопромысловых целях. М.: Недра, 1980. 266 с.

4. По результатам выполненных расчетов, в процессе смешения вод из раствора в пластовых условиях может выпадать до 300 мг/л карбоната кальция, что будет приводить к снижению проницаемости до 10 мД. Очевидно, что особенно заметно этот процесс будет проявляться на участках пластов с наиболее низкими значениями пористости и проницаемости.

5. Аналогичные результаты можно прогнозировать (и необходимо учитывать) при разработке месторождений Западной Сибири, находящихся в северной и западной частях территории, имеющих аналогичный химический состав подземных вод продуктивных пластов и разрабатываемых по аналогичным технологическим схемам.

Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э. и др. Вертикальная и латеральная гидрохимическая зональность, типизация подземных вод Западно-Сибирского бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 5–6. С. 58–84.

Шваров Ю.В. Алгоритмизация численного равновесного моделирования динамических геохимических процессов // Геохимия. 1999. № 6. С. 646–652.

Шестаков В.М. Гидрогеодинамика. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1995. 368 с.

Поступила в редакцию
21.10.2011