

НЕФТЕГАЗОВАЯ ГИДРОГЕОЛОГИЯ

УДК 553.98:556.3; 556.314

АНАЛИЗ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПО ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА Ю₁' ВАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

М.Б. БУКАТЫ, Т.Н. СИЛКИНА, В.Г. ИВАНОВ, С.В. КОСТЮЧЕНКО

Предложена методика обработки результатов промысловых гидрогеохимических наблюдений при эксплуатации нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления, позволяющая оценить изменение во времени состава пластовых вод, определить долю привлеченных для ППД вод в добываемой их смеси с пластовыми водами, оценить объёмные соотношения в закачиваемой в нагнетательные скважины смеси подтоварных и привлекаемых вод, а также значения условной относительной проводимости пласта и коэффициентов эффективности заводнения залежей на различные периоды их эксплуатации. Разработанная методика применена для прослеживания за процессом заводнения пласта Ю₁' центрального участка Вахского месторождения.

Введение

В последнее время в нефтедобывающей практике эффективно используются гидрогеохимические методы для оценки сложных внутрипластовых процессов, протекающих при разработке залежей нефти. Они основаны на изучении добывающих скважин (зон реагирования), попутные воды которых изменяются под действием нагнетания в нефтеносные пласты вод систем поддержания пластовых давлений (СППД), что связано с привнесом в последние флюидов, отличных по химическому составу и геохимическим параметрам от состава исходной пластовой воды [1–3]. По отдельным гидрохимическим показателям и их изменению во времени можно успешно фиксировать не только реакцию добывающих скважин на действие СППД, но и определять степень участия нагнетаемых вод в вытеснении нефти, направления и скорости их движения на различных участках залежи [4, 5]. В то же время, исключая начальный этап эксплуатации месторождений, полноценный анализ развития процессов заводнения нефтяных пластов требует либо применения индикаторных методов [6, 7], либо действия в пределах изучаемого участка только одной нагнетательной скважины, поскольку, если их несколько, выделить вклад каждой из них в обводнение добывающих скважин применяемыми методами невозможно. В этой связи в настоящей работе предлагается методика обработки результатов промысловых гидрогеохимических наблюдений, позволяющая преодолеть данное ограничение, не прибегая к специальным промысловым исследованиям.

Разработка и практическая апробация данной методики осуществлялась на примере изучения гидрогеохимической обстановки пласта Ю₁' центрального участка Вахского месторождения, проведенного на основе выполненного опробования попутных вод и обобщения имеющихся фондовых и архивных данных. Всего использовалось 176 химических анализов подземных вод по 93 скважинам, добывающим нефть из пласта Ю₁', которые включают сведения по основным компонентам и параметрам раствора, а также данные по динамике закачки – извлечения и текущим дебитам – накопленным объемам воды и нефти.

Геолого-гидрогеологические условия участка

Вахское нефтяное месторождение расположено в Александровском районе Томской области и приурочено к локальному одноименному поднятию, расположенному в северной части Кривоуцского вала, который, в свою очередь, осложняет северную периклиналь Александровского мегавала.

Месторождение открыто поисково-разведочной скв. 10 в 1965 году, а в 1976 году введено в промышленную эксплуатацию. В настоящее время на нем пробурено 76 поисково-разведочных и 1166 эксплуатационных скважин.

По отражающему горизонту Б (кровля баженновской свиты), поднятие представляет собой крупную антиклинальную складку субмеридианального простирания, включающую ряд обособленных локальных поднятий (Вахское, Северо-Вахское, Южно-Вахское, Восточно-Вахское), объединённых единым полем нефтеносности. Размеры месторождения составляют 31×15 км, при площади 480 км² и амплитуде поднятия – 160 метров [8].

Промышленная нефтеносность месторождения связана с пластами Ю₃³⁻⁴, Ю₃¹⁻², Ю₂¹⁻³ тюменской свиты и пластами Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹ горизонта Ю₁ васюганской свиты. В литологическом отношении продуктивные резервуары представлены серыми, светло-серыми, средне-мелкозернистыми песчаниками. Залежи нефти горизонта Ю₁ и тюменской свиты разделяются между собой алевроито-аргиллитовыми пропластками толщиной 3–6 метров, которые, исходя из различий водонефтяных контактов по продуктивным коллекторам, обеспечивают их гидродинамическую изоляцию.

Воловмещающие породы рассматриваемого песчаного пласта Ю₁¹ входят в состав водоносного комплекса верхнеюрских отложений центрального участка Вахского месторождения и представлены отложениями васюганской свиты. Кроме него в пределах описываемого комплекса выделяются песчаные пласты Ю₁², Ю₁³, разделенные аргиллитами и алевролитами, иногда с пропластками углей. Водоупорной кровлей комплекса служат аргиллиты баженовской и георгиевской свит, а водоупорной подошвой – глинистые образования нижневасюганской подсвиты. Средняя величина коэффициента открытой пористости воловмещающих пород по горизонту Ю₁ составляет 0.15–0.17, а проницаемости – 0.005–0.034 мкм².

Химический состав подземных вод месторождения в результате введения его в промышленную эксплуатацию с 1976 г. претерпел значительные изменения. В настоящее время пластовые воды представляют собой смесь исходных пластовых вод и растворов, закачивавшихся в систему ППД.

Реконструкция начального химического состава вод пласта Ю₁¹ проведена по данным анализа проб отобранных при испытании и опробовании разведочных скважин. Исходные пластовые воды по составу хлоридные натриевые. Их соленость изменяется от 23.8 до 45.9 г/л. Содержание Cl составляет от 14.3 до 28.0, а Na – от 8.9 до 15.5 г/л. Повсеместно отмечается низкое содержание гидрокарбонат-ионов, не превышающее 0.5 г/л и отсутствие сульфатов. Подземные воды обогащены I – 7.1–32.8 и Br – 35.4–127 мг/л. Средний химический состав исходных пластовых вод и закачиваемых флюидов, а также характерные для них геохимические показатели приведены в табл. 1, из которой отчетливо видны их значительные различия.

С начала эксплуатации месторождения осуществлялось заводнение залежей нефти пресной водой из реки Вах, что привело к неравномерному смешению природных и нагнетаемых вод, и как следствие, значительному снижению солёности пластовых вод месторождения на наиболее проницаемых участках. О масштабах изменения состава вод можно судить по содержаниям макро- и микрокомпонентов, а также по характерным геохимическим отношениям.

Таблица 1. Средний химический состав природных, нагнетаемых и попутных вод

Тип вод	Содержание, г/л						Коэффициенты			Число определений
	M	Cl	HCO ₃	Ca	Mg	Na	rCa/ rMg	rNa/ rCl	I/Br	
Природные пласта Ю ₁ ¹	29.1	17.6	0.39	0.62	0.175	10.6	2.2	0.93	0.27	5
Вода р. Вах	0.08	0.00	0.043	0.01	0.002	0.002	3.2	2.24	11.0	1
Пластовые сеноманских отложений	10.5	6.3	0.17	0.27	0.031	3.78	5.3	0.92	0.14	11
Попутные воды в 1979-1984 гг.	21.3	12.3	0.44	0.65	0.193	7.4	5.3	0.92	1.09	32
Попутные воды в 1985-1990 гг.	17.3	10.4	0.33	0.68	0.173	5.8	3.8	0.86	0.48	92
Попутные воды в 1991-1997 гг.	17.8	10.6	0.40	0.69	0.105	6.0	5.9	0.88	0.14	32

Пропорционально изменению минерализации пластовых вод содержания Cl и Na в водах до начала 90-х годов также уменьшаются. На протяжении всего времени эксплуатации месторождения отмечается рост концентраций Ca от 0.65 до 0.69 и уменьшение содержания Mg от 0.19 до 0.11 г/л в попутных водах.

Вместе с тем, в период с 1978 по 1984 г. rCa/rMg и I/Br показатели увеличиваются соответственно до 5.29 и 1.09, по сравнению с природными водами, где они составляют в среднем 2.18 и 0.27, а затем в 1985–1991 гг. снижаются до 3.78 и 0.48, за счет начавшейся в этот период закачки в СППД сеноманской воды. С этим же связано незначительное повышение с начала 90-х гг. солёности воды, в среднем до 17.8 г/л и изменение геохимических параметров в направлении сближения с водами сеноманских отложений.

Методика оценки параметров заводнения

Изменения состава пластовых вод, наблюдаемые в процессе эксплуатации месторождения, позволяют выделить добывающие скважины, реагирующие на нагнетание растворов СППД. Изменение любого устойчивого* показателя (минерализации, концентрации компонента, значения гидрогеохимического коэффициента и т.п.), характеризующего химический состав воды, закачиваемой в СППД, природной пластовой воды и добываемой попутной воды, являющейся их смесью, выражается соотношением

*не участвующего во вторичном минералообразовании, нонном обмене, сорбции и биогенных процессах

$$C_{св} = \frac{V_3 C_3 + V_{нл} C_{нл}}{V_3 + V_{нл}},$$

где $C_{св}$ – величина показателя в смеси пластовых и нагнетаемых вод, добываемой вместе с нефтью, C_3 и $C_{нл}$ – средние значения того же показателя в закачиваемых в пласт растворах ППД (смесях подтоварных и привлеченных речных или сеноманских вод) и в пластовых водах, соответственно, V_3 – объём участвующих в смешении вод, закачиваемых в СППД, и $V_{нл}$ – объём природных пластовых вод, участвующих в смешении. На основе данного соотношения можно определить долю привлеченных для ППД речных или сеноманских вод в добываемой их смеси с исходными водами пласта, которая составляет, для каждой эксплуатационной скважины i [4],

$$D_i = \frac{C_{св,i} - C_{нл,i}}{C_3 - C_{нл,i}}.$$

В проведенных расчетах использовались средние составы исходных пластовых и нагнетаемых вод с учетом закачки до начала 90-х гг. – вод реки Вах, а затем пластовых вод сеноманских отложений. Учитывая реальное наличие данных по составу попутных вод, эксплуатация месторождения условно разбита на этапы: 1976–1984, 1985–1990, 1991–середина 2002 гг., для каждого из которых данные по $C_{св,i}$ усреднялись. Для первого этапа в качестве $C_{нл}$ использовался начальный средний состав вод пласта Ю₁¹ (см. табл. 1), а для последующих этапов – средние составы попутных вод предыдущего этапа.

Если принять, что в пределах рассматриваемого отрезка времени суммарный объем добытой нефти полностью замещается в пласте привлекаемыми для закачки в СППД речными или сеноманскими водами, то их средняя доля в смеси подтоварных и привлекаемых вод, закачиваемой в нагнетательные скважины, может быть приближенно оценена как

$$D_{нл} = \frac{V_{н,нл} - V_г}{V_3},$$

где $V_{н,нл}$ – приведенный к пластовым условиям суммарный объем нефти, добытой из пласта за рассматриваемый период, $V_г$ – общее количество попутных вод, извлеченных из добывающих скважин, и V_3 – суммарный объем закачки воды в пласт за этот же период.

Для оценки безразмерной величины условной относительной проводимости пласта в различные периоды эксплуатации месторождения использовалось соотношение:

$$P_g = \frac{D}{V_{нл} + V_{нл}},$$

где $V_{нл}$ – объем нефти, добытой из эксплуатационной скважины за рассматриваемый период; $V_{нл}$ – объем добытых вместе с нефтью попутных вод.

В нефтепоисковой практике для оценки эффективности заводнения залежей нефти пользуются выражением [5]:

$$K_{эф} = \frac{V_{зак} - V_{изв}}{V_{зак}},$$

где $V_{зак}$ – количество воды, закачанной в пласт за определенный период, $V_{изв}$ – количество воды, извлеченной за этот же период, приведенные к условиям пласта.

Использование этой зависимости крайне затруднено, поскольку в реальных условиях доля общего объема закачки, приходящаяся на компенсацию отбора флюидов каждой из добывающих скважин, неизвестна. Поэтому, принимая, что закачка вод в СППД за рассматриваемый достаточно продолжительный период приближенно соответствует суммарному отбору флюидов из пласта, получаем:

$$K_{эф} = \frac{V_{изв} - V_{нл} * (1 - D)}{V_{изв} + V_{нл}},$$

где $V_{нл}$ – объем нефти, извлеченной вместе с водой из той же добывающей скважины, приведенный к пластовым условиям. В последнем соотношении учитываются данные только по каждой из добывающих скважин, что не требует трудоемких специальных промысловых работ по определению необходимых параметров и выполнения сложных расчетов по блокам, включающим как эксплуатационные, так и нагнетательные взаимодействующие скважины.

Таким образом, для каждого из рассматриваемых временных этапов выполняемые расчеты включают последовательное определение долей подтоварных и привлекаемых для ППД речных или сеноманских вод в закачиваемых в нагнетательные скважины растворах, затем долей привлеченных в добываемой их смеси для каждой эксплуатационной скважины и, после этого, величин условной относительной проводимости пласта и коэффициентов эффективности заводнения залежи рассматриваемого нефтяного пласта. С учетом изменения среднего состава вод в пласте на каждом из этапов аналогичные расчеты поэтапно повторяются вплоть до конечного момента времени.

Полученные результаты

Исходя из имеющихся в распоряжении данных по составу попутных вод, полученных при промысловых исследованиях на центральном участке Вахского месторождения, и состава привлекаемых для заводнения вод, в качестве расчетного "устойчивого" параметра использованы величина минерализации и содержания хлорид-иона промысловых растворов. По расчетным данным построены карты минерализации вод пласта, концентраций хлорид-иона и карты отражающие доли нагнетаемых вод в пластовых водах горизонта Ю₁¹ для каждого из принятых в расчетах периодов эксплуатации месторождения.

Анализ карт минерализации показал, что в период 1976–1984 гг., когда для поддержания пластового давления привлекались пресные речные воды, на общем геохимическом фоне, составляющем 15–20 г/л, сохранились участки максимальной минерализации, значения которой достигают 25–27 г/л и более по группе скважин в северо-восточной (скв. 301, 326, 316), северо-западной (скв. 306, 341) и центральной (скв. 274, 213 и 229) частях изучавшейся территории. Минимумы минерализации определяют зоны опреснения связанные с нагнетанием пресной воды. Такие зоны имеют локальный характер и прослеживаются по добывающим скв. 297, 285 в центральной части района и скв. 322 в его северо-западной части. На этих участках природные воды разбавились в 2–2.5 раза по сравнению с исходной пластовой водой, достигнув минерализации 10–12 г/л.

В последующий период (1985–1990 гг.) области пониженной минерализации охватывают все большие площади водонасыщенной части пласта Ю₁¹. Фоновые значения минерализации составляют уже 12–15 г/л. Изоминеры 17–20 г/л приобретают локальный характер, охватывая участки добывающих скв. 201, 229, 230, 184, 154, 384 в центральной и западной частях площади. Максимальные значения минерализации, достигающие 30–45 г/л, в этот период сохраняются лишь в ограниченных зонах на крайнем севере, востоке и юге центрального участка месторождения.

После привлечения для ППД пластовых вод сеноманские отложения, в период 1990–1997 гг., геохимический фон составляет в среднем уже 15–18 г/л, что выше, чем в предыдущий этап эксплуатации месторождения. Изоминеры 25–30 г/л в это время охватывают скв. 290, 232, 182 и 406 в восточной и южной частях месторождения, где влияние нагнетаемых вод оказывается ничтожно малым. В центральной и северо-западной частях исследуемой территории в это время фиксируются зоны максимального промыва вблизи скв. 343, 308, 595, 604, 201 и 139, где минерализация вод не превышает 12–10 г/л.

Изменения солености пластовых вод за период интенсивной эксплуатации месторождения позволяет говорить об общей направленности их разбавления привлекаемыми пресными и относительно мало минерализованными сеноманскими водами в западной и центральной его частях при частичном сохранении природных вод на северо-востоке.

В последний период, прослеженный до середины 2002 г., изменение объемов и темпов добычи привело к частичному восстановлению исходного геохимического фона пластовых вод на отдельных участках рассматриваемой части месторождения и вместе с тем сохранению областей с нарушенным гидрогеохимическим режимом. Например, по карте концентрации хлорид-иона в пластовых водах в период 1997–2002 гг. (рис. 1) можно судить, что на наиболее проницаемых участках изменение динамики работы скважин на месторождении вызвало подток пластовых вод из законтурных частей залежи. Свидетельством протекания такого процесса является мозаичность распределения концентраций хлора в подземных водах и разбавление подземных вод до 12–15 г/л. Области максимального разбавления занимают на данном этапе южные районы и локально охватывают площади размещения добывающих скважин на северо-востоке и востоке центрального участка Вахского месторождения. На этом фоне выделяются минимумы с содержанием хлорид-иона в подземных водах менее 10–12 г/л, охватывающие, например, скв. 387 и 647, и максимумы, где концентрации хлоридов в водах достигают 17.5–20 г/л. Последние сравнимы с их содержанием в пластовых водах до начала эксплуатации месторождения и прослеживаются по локальным участкам, протягивающимся в виде цепочки субмеридианального направления через скв. 355, 286, 658, 696, 698, 719 и 743 на северо-западе и в центре рассматриваемой части месторождения, и по скв. 652, 245, 725 и 405 на его северо-востоке и юго-западе.

Кроме того, на крайнем северо-западе центрального участка месторождения фиксируются области с низким содержанием хлорид-иона в водах, которые сохранили геохимический фон, сложившийся за предыдущие периоды эксплуатации месторождения, когда в СППД закачивались пресные воды р. Вах.

Анализ карт по долям нагнетаемых пресных и сеноманских вод показал, что в различные периоды эксплуатации месторождения обнаруживается унаследованность в расположении минимумов и максимумов заводнения пласта Ю₁¹ (рис. 2). Начиная с 1984 г. область опреснения пластовых вод распространяется на северо-западные районы центрального участка Вахского месторождения и сохраняется в последующие этапы его разработки. В последующие этапы области максимального разбавления пресными водами, фиксируемые в центре изучавшейся территории, смещаются в юго-восточном направлении от скв. 224 и 226 в период 1984–1990 гг. к скв. 201 и 215 в 1997 г. В восточной части территории зоны опреснения пластовых вод сохраняются в течение всего периода эксплуатации месторождения.

Расчеты показали, что на участках наименьшего разбавления пресной водой доля нагнетаемых вод составляет 0.2–0.25, а на участках наибольшего разбавления – 0.5–0.65 и более. Если в 1976–1984 гг. области, где доля пресных вод в смесях не превышала 0.2, занимали всю северо-восточную часть и островные участки в центральной части изучавшейся площади, то с 1990 г. они ограничиваются уже единичными скв. 563, 377, 230, 394, 154. Практически не промытые области сохранились лишь в восточной части района, например, вблизи скв. 290 и 232. Наиболее промытые зоны простираются с северо-запада на юго-восток. В их пределы попадают скв. 308, 595, 604, 201, 215 и 139, по которым доля закачиваемой воды составила свыше 0.8.

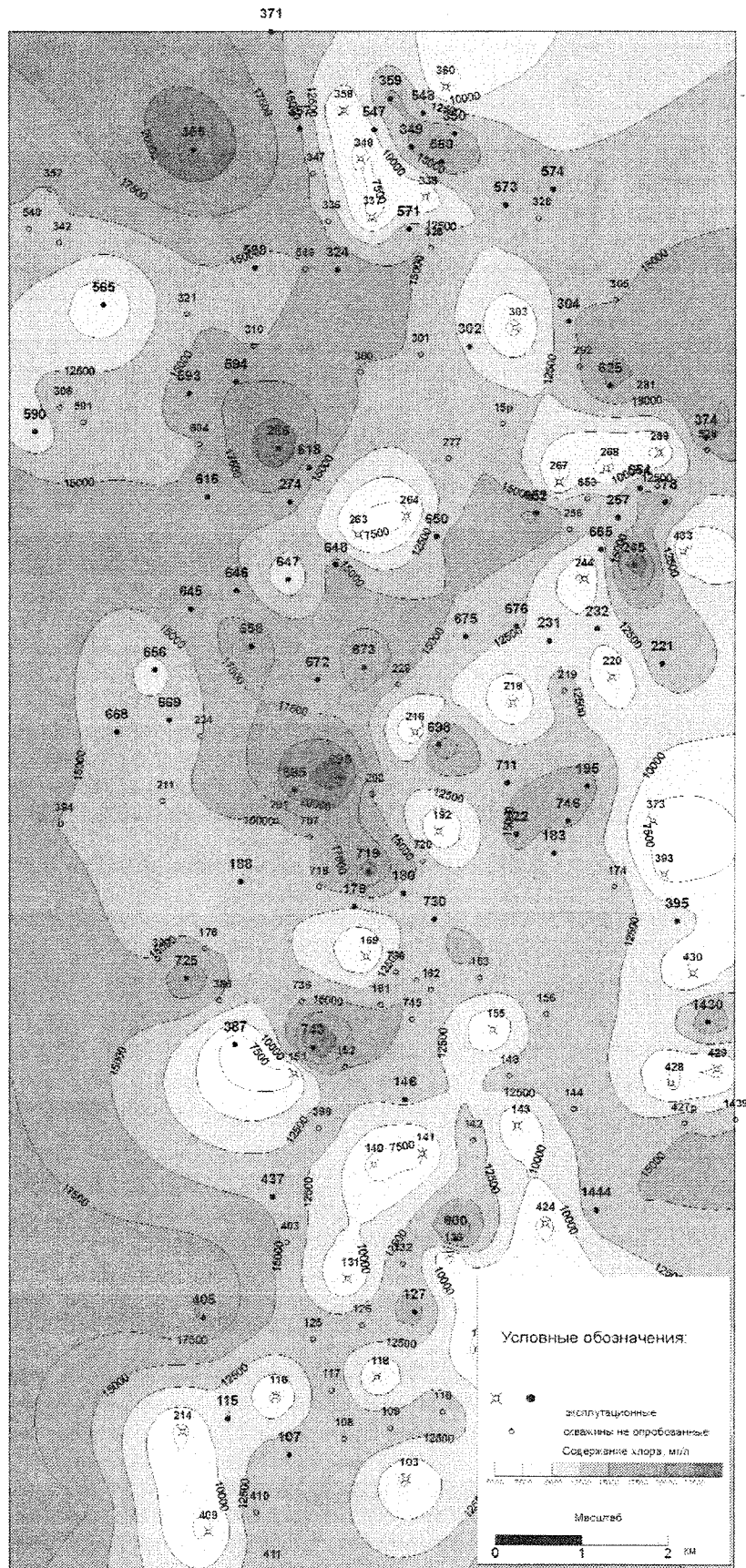


Рис.1. Содержание хлора в пластовых водах горизонта J_0^1 центрального участка Вахского месторождения (2002 г.), мг/л

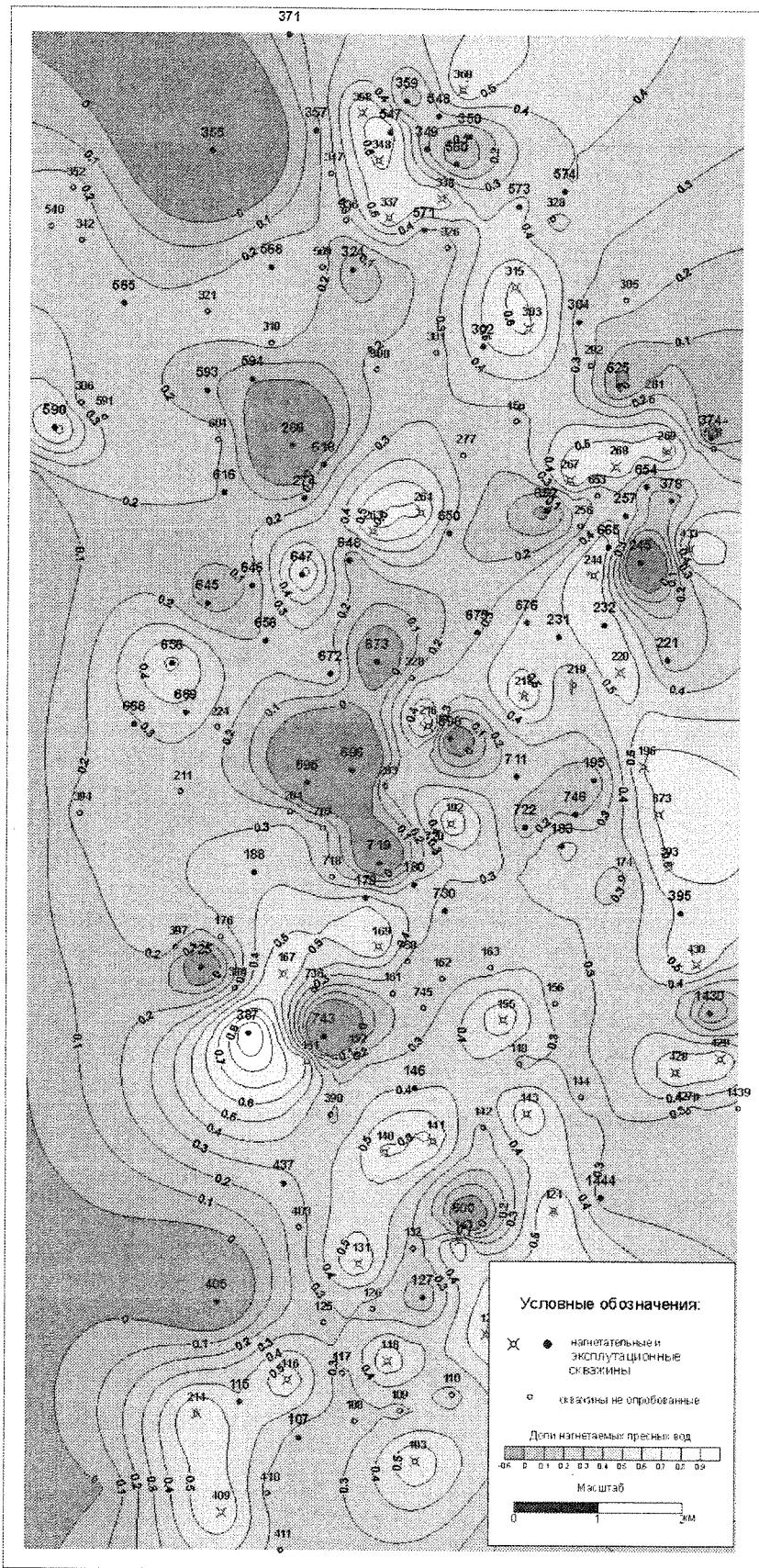


Рис. 2. Доля нагнетаемых пресных и сеноманских вод в пластовой воде горизонта Ю₁ центрального участка Вахского месторождения (2002 г.), д.е.

По расчетным значениям условной относительной проводимости пласта и анализу соответствующих схематических карт, отражающих изменчивость фильтрационных характеристик пласта, с учетом вышесказанного, можно сделать вывод, что водовмещающие породы пласта Ю₁ характеризуются изменяющейся по площади гидропроводностью и выделить области повышенных её значений, отмечаемые на северо-западе и в центре изучавшейся территории, и более низких – на восточных её участках. Данные выводы находят подтверждение при сравнении рис. 1 и 2, из которых четко видно совпадение зон максимального промыва пласта в период интенсивной эксплуатации месторождения к 2002 г. и зон с аномальным геохимическим фоном природных вод за счет снижения их минерализации. Кроме того, намечается определенная динамика в изменении гидродинамической структуры, характеризующаяся снижением относительной гидропроводности пласта во времени. Такие изменения носят избирательный характер и способствуют выравниванию неоднородности фильтрационных свойств пласта, за счет протекающих в нем вторичных геохимических процессов, вероятно, прежде всего, вторичного минералообразования, и общей эволюции процесса обводнения в сторону увеличения эффективности вытеснения нефти водой с увеличением времени разработки месторождения.

Полученные в результате проведенных расчетов данные по относительной проницаемости пласта и коэффициентам эффективности заводнения залежи приведены в табл. 2.

В то же время, наряду с положительным эффектом от снижения неоднородности пласта, такие явления должны неизбежно обострять проблемы вторичного солеотложения [2, 5], обычно наблюдаемые в призабойной зоне и в стволе добывающих скважин, в частности на поверхностях внутрискважинного оборудования, а также в насосах и трубных коммуникациях первичной системы сбора и транспортировки продукции.

Таблица 2. Результаты расчетов на середину 2002 г

№ скв.	Cl, г/л	D	K _{пр}	P _с	№ скв.	Cl, г/л	D	K _{пр}	P _с
107	14.18	0.30	0.20	0.029	274	15.24	0.21	0.20	0.010
127	16.66	0.08	0.06	0.002	302	15.07	0.22	0.15	0.002
1430	15.95	0.14	0.10	0.016	302	8.86	0.77	0.51	0.008
1444	12.76	0.43	0.27	0.010	304	15.07	0.22	0.15	0.001
1444	11.34	0.55	0.49	0.006	324	17.37	0.02	0.01	0.000
146	12.76	0.43	0.32	0.046	654	17.37	0.02	0.02	0.001
179	11.52	0.54	0.43	0.016	654	15.42	0.19	0.17	0.010
179	13.12	0.40	0.32	0.012	654	16.13	0.13	0.12	0.007
179	12.23	0.47	0.38	0.015	654	17.55	0.00	0.00	0.000
179	14.71	0.25	0.20	0.007	654	14.71	0.25	0.23	0.014
180	14.18	0.30	0.24	0.015	658	15.24	0.21	0.14	0.004
180	15.78	0.16	0.13	0.009	665	12.94	0.41	0.24	0.012
180	14.53	0.27	0.21	0.015	665	8.51	0.80	0.49	0.022
180	13.65	0.35	0.28	0.016	668	14.00	0.32	0.28	0.020
180	14.18	0.30	0.21	0.013	669	15.07	0.22	0.18	0.008
183	11.88	0.51	0.43	0.001	669	6.38	0.99	0.76	0.040
183	14.53	0.27	0.23	0.001	669	11.52	0.54	0.43	0.024
183	11.70	0.52	0.45	0.002	672	14.53	0.27	0.20	0.029
183	12.41	0.46	0.39	0.002	672	14.71	0.25	0.19	0.017
183	10.99	0.58	0.50	0.002	672	15.24	0.21	0.16	0.014
183	11.70	0.52	0.43	0.002	675	17.19	0.03	0.02	0.001
183	13.83	0.33	0.28	0.001	675	8.33	0.82	0.59	0.027
188	5.32	1.09	0.71	0.071	676	9.93	0.68	0.65	0.009
195	13.12	0.40	0.34	0.009	676	11.52	0.54	0.52	0.007
195	13.83	0.33	0.29	0.008	676	13.47	0.36	0.36	0.005
195	16.66	0.08	0.07	0.002	695	6.91	0.95	0.55	0.092
195	14.36	0.29	0.25	0.006	698	14.36	0.29	0.17	0.035
195	15.07	0.22	0.19	0.005	711	15.60	0.18	0.11	0.008
195	14.71	0.25	0.21	0.005	711	13.65	0.35	0.24	0.015
231	12.58	0.44	0.31	0.029	722	15.07	0.22	0.20	0.012
232	10.64	0.62	0.42	0.011	730	15.42	0.19	0.14	0.003
257	7.27	0.91	0.62	0.016	730	10.64	0.62	0.46	0.008
274	16.66	0.08	0.07	0.007	746	12.94	0.41	0.29	0.015
274	14.18	0.30	0.25	0.042	746	14.18	0.30	0.21	0.010
274	15.07	0.22	0.19	0.019					

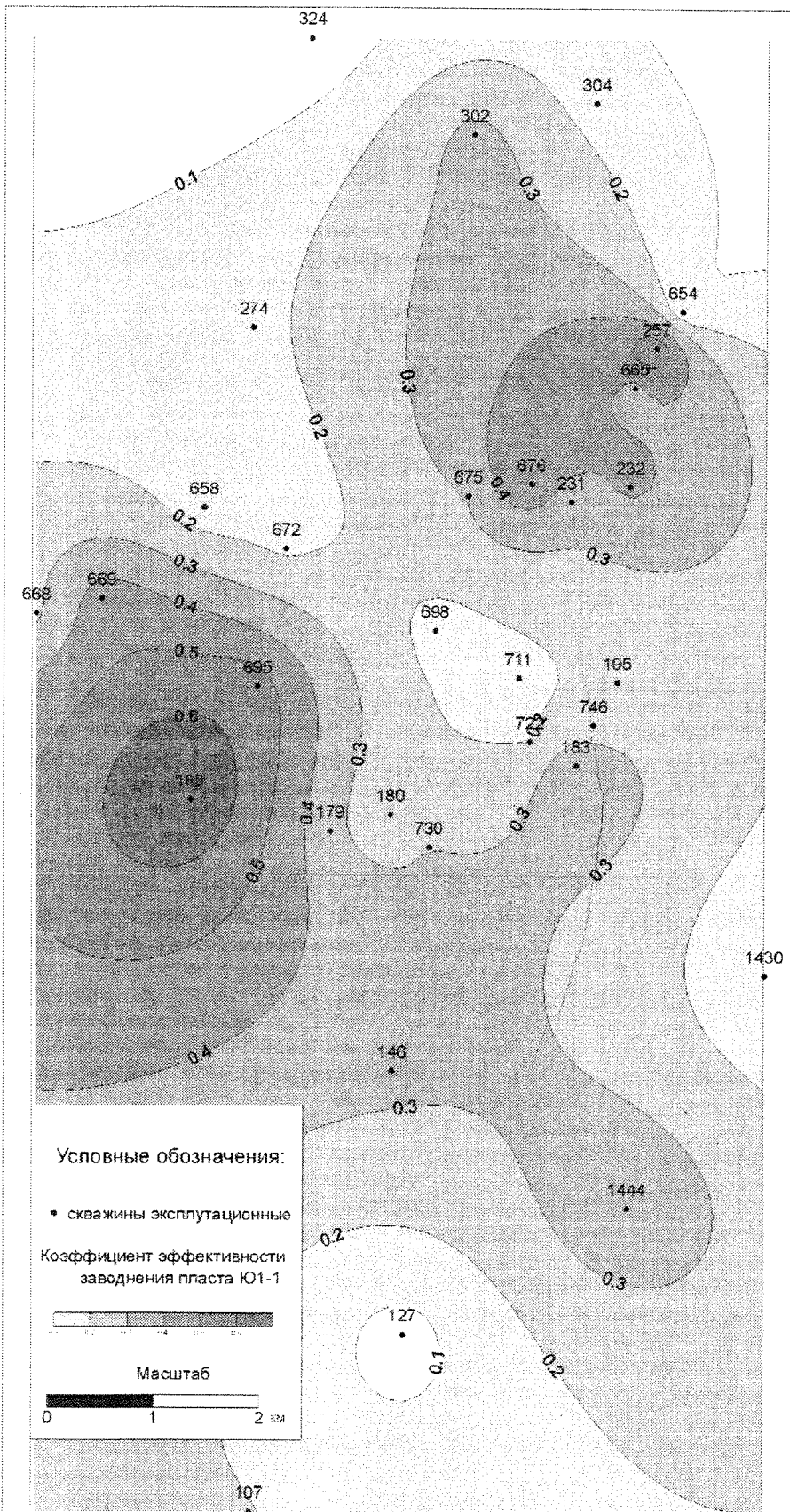


Рис. 3. Эффективность заводнения горизонта Ю₁ центрального участка Вахского месторождения (2002 г.)

По расчетным значениям коэффициента эффективности проведена оценка качества заводнения пласта Ю₁¹ нефтяной залежи центрального участка Вахского месторождения (рис. 3). Значения этого коэффициента показывают, какая доля от общего объема воды, закачанной в СППД, расходуется на вытеснение нефти, добываемой скважиной, по которой осуществляется расчет, которую она замещает. В результате установлено, что максимальный эффект от заводнения получен в центральной и северо-восточной части рассматриваемой территории. Между ними на северо-западе, северо-востоке, в центральной зоне и на юге мозаично располагаются зоны с минимальной эффективностью заводнения, ориентированные с северо-запада на юго-восток. При этом повышенные значения коэффициента эффективности характерны для участков со средней и высокой гидропроводностью, а его пониженные величины во всех случаях связаны с зонами низкой проводимости вод пласта. Аналогичные зависимости прослеживаются также с уровнем опреснения вод пласта и долей нагнетаемых в него привлеченных вод. Следует отметить, что данные результаты относятся только к добывающим скважинам, по которым за рассматриваемый период были получены данные о составе попутных вод.

Выводы

Предложенная методика существенно расширяет возможности практического применения гидрогеохимических методов контроля за разработкой нефтяных месторождений и позволяет перейти от преимущественно качественного их использования [5] к конкретным количественным оценкам. Её применение позволяет без привлечения дополнительных исследований проследить за перемещением нагнетаемых в СППД вод, качественно оценивать фильтрационные свойства водонасыщенной части пласта и определять эффективность заводнения применительно к каждой эксплуатационной скважине. При этом следует иметь в виду, что никакими другими существующими методами, за исключением достаточно дорогостоящих индикаторных исследований, получение такой информации невозможно.

Для полноценного применения методики оценки параметров заводнения по гидрогеохимическим данным и повышения точности и достоверности получаемых с её помощью результатов необходима корректировка регламентов режимных наблюдений за составом попутных вод, используемых в настоящее время. Такие наблюдения должны выполняться в виде периодических "разовых" (не более чем за 1–2 мес.) акций, отдельно по каждому из разрабатываемых пластов и с периодичностью, определяемой исходя из реальных потребностей в переоценке параметров и эффективности их заводнения, но не реже чем раз в 2–3 года. При этом важна полнота охвата скважин, находящихся в режиме эксплуатации на время проведения опробования, и реализация наблюдений по 2–3 устойчивым показателям состава попутных вод, выбранным исходя из реальных геохимических типов промысловых вод месторождения. Для условий Западной Сибири в качестве таких показателей могут быть рекомендованы Cl^- , Mg^{2+} и минерализация попутных вод, причем последняя может определяться, как в лабораторных условиях, в частности по сухому остатку, так и путем несложного инструментального измерения электропроводности с помощью карманного солемера *in situ*, что особенно важно для выполнения внеплановых экспресс-оценок текущей ситуации.

Полученная характеристика эффективности заводнения нефтяной залежи пласта Ю₁¹ центральной части Вахского месторождения может использоваться для корректировки работы СППД и планирования технических мероприятий, направленных на повышение эффективности добычи нефти.

Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (гранты № 02-05-64623 и 02-05-81014).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гаттенбергер Ю.П., Дьяконов В.П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1979. — 244 с.
2. Кашавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Яюшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. — М.: Недра, 1985. — 215 с.
3. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. РД-39-106-91. — М.: Миннефтегазпром, ВНИИ, 1991. — 540 с.
4. Карцев А.А., Никаноров А.М. Нефтегазпромысловая гидрогеология. — М.: Недра, 1983. — 199 с.
5. Кашавцев В.Е. Использование гидрогеохимических показателей при оценке эффективности заводнения залежей нефти // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа. Материалы 2-й научно-практической конференции. — М., 2000. — С. 27–29.
6. Хозяинов М.С., Тренчиков Ю.И. Использование индикаторов для решения геолого-промысловых задач. // Геоинформатика. — 2001. — №3. — С. 40–46.
7. Сокологский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. — М.: Недра, 1986. — 157 с.
8. Геология нефти и газа Западной Сибири. / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров и др. — М.: Недра, 1975. — 680 с.

The technique of processing of outcomes trade hydrogeochemical of supervision is offered at exploitation of oil-fields with maintenance of reservoir pressure permitting to estimate a time history of a structure of edge water, to define a fraction attracted for MRP of waters in their extrated mixture with pore waters, to estimate volumetric ratio in a mixture, injected in injection hole, of commercial and attracted waters, and also value of conditional relative conductivity of a seam and effectiveness ratio of a flooding of reservoirs on different periods of their exploitation. The designed technique is applied for go-devil tracing behind process of a flooding of a seam Ю₁¹ of a central segment Vah of a field.