

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОХИМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ПРИПЯТСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

А.Г. Морозов, А.В. Третьякова, В.В. Коцур, А.А. Ефремова
БелНИПИнефть, г. Гомель,
e-mail: A.Morozov2@beloil.by; a.v.tretyakova@beloil.by

Подземные воды продуктивных отложений

Подземные воды нефтенасыщенных водоносных комплексов фаменского и франского ярусов верхнего девона, старооскольских и наровских отложений среднего девона и трещиноватой зоны пород кристаллического фундамента архейско-среднепротерозойского возраста находятся в зоне застойного водообмена и характеризуются отсутствием региональных областей питания и разгрузки. Верхнесоленосный водоносно-водоупорный комплекс, разделяющий гидродинамические этажи Припятского бассейна, включает замкнутые разобщенные водоносные горизонты локального распространения, связанные с терригенно-карбонатными пропластками в составе верхнесоленосных отложений.

Современные подземные воды нефтегазоносных несолевых пластов внутри соленосных толщ являются результатом многочисленных и разнообразных процессов седиментации, диагенеза и катагенеза. Они представлены метаморфизованными в течение геологического времени, крепкими, весьма крепкими и сверхкрепкими рассолами (по классификации Зайцева, 1961 г.). По химическому составу они относятся к хлоридно-кальциевому типу вод (по генетической классификации В.А. Сулина, 1948 г.), имеют минерализацию 250–350 г/кг, кислую реакцию среды, обеднены сульфатами, в катионном составе их преобладает кальций [1].

Спецификой седименто- и диагенеза солевой толщи и внутрисолевых негалогенных отложений являются особенности химического состава пластовых вод межсолевого и подсолевого водоносных и верхнесоленосного водоносно-водоупорного комплексов. Локальные изменения солевого состава вод могут объясняться существованием многочисленных поверхностей несогласия, устанавливаемых в геологических разрезах. Каждая из этих поверхностей представляет собой границу, где происходит резкое изменение геологических условий и где было, возможно смешение разных вод.

Остаточные воды нефтяных коллекторов в результате длительного сосуществования с породой пласта–коллектора могут существенно отличаться от пластовых законтурных по микрокомпонентному составу. В остаточную воду, длительное время контактирующую с нефтью, переходят органические кислоты, повышающие растворяющую способность воды по отношению к минералам. В результате, в остаточной воде накапливаются стронций, барий и другие микроэлементы (табл. 1).

Таблица 1

**Среднее содержание микроэлементов в рассолах
Припятского прогиба (мг/л)**

Элемент	Кв	Xmax	Ха	Xг
Sr	100	4700	1900	1300
Mn	100	2000	99	23,3
Zn	50,48	1300	84	16,4
Ba	94,76	170	18	9,8
Pb	39,05	180	4,5	0,64
Cu	100	8,7	0,62	0,43

Примечание: Кв – коэффициент встречаемости (%); Xmax – максимальное содержание элемента в рассоле; Ха – среднее арифметическое; Xг – среднее геометрическое.

Изменение химизма воды в пластах в процессе разработки залежей нефти

При разработке залежей нефти с заводнением происходит изменение содержания основных ионов и микроэлементов в попутно добываемых водах. Закономерности изменения состава попутной воды в общем случае сводятся к следующему. На начальной стадии разработки попутно с нефтью добывается вода характерного химического состава (остаточной пластовой). При законтурном заводнении проявляется влияние приконтурных и подошвенных вод. Затем, с ростом обводненности, добываются воды–смеси, в составе которых все большую объемную долю составляет закачиваемая вода. На конечных этапах обводнения залежей усиливается влияние процессов взаимодействия закачиваемой воды с породами и нефтью, в результате чего попутная вода обогащается рядом специфических компонентов.

В Припятской нефтегазоносной области (ПНО) залежи нефти заводняются водой различного генезиса и химического состава. В результате в каждой залежи формируются свои геохимические условия и специфический состав попутной воды, который является

результатом смешения закачиваемых вод с остаточными пластовыми водами. В процессе разработки залежей нефти минерализация извлекаемых вод в целом понижается. При приближении фронта закачиваемой воды к добывающим скважинам отмечается обогащение нефти и воды хлоридными солями, так как для ПНО характерно наличие катагенетического галита в продуктивных отложениях. На первых этапах разработки залежей ярко выражен вынос галита закачиваемой водой. На последних этапах разработки минерализация и химический состав попутных вод изменяются закономерно. Начинает проявляться сульфатная и карбонатная минерализации пород. Попутная вода обогащается сульфатами и появляются признаки ее карбонизации. Карбонатные породы хорошо растворяются в воде, обогащенной углекислым газом, который привносится в пласт с закачкой поверхностной воды и выделяется в результате окисления органического вещества в нефтяном коллекторе. Процесс окисления нефти протекает более интенсивно на фронте ее вытеснения закачиваемой водой, где создается искусственный водонефтяной контакт. Легкие парафиновые углеводороды на нем окисляются до углекислого газа, и вода обогащается гидрокарбонатами (опыты Ю.И. Филяса. 1975 г.).

Таким образом, химический состав добываемой попутной воды постоянно изменяется по мере выработки запасов нефти, заводнения пластов и других воздействий на пласты и скважины. Учет всех особенностей химизма остаточной пластовой воды, состава закачиваемой воды и ее влияния на добывающие скважины, а также объемов и состава технологической воды при выполнении геолого-технических мероприятий в скважинах, позволяет решать многие нефтепромысловые задачи.

Гидрохимические показатели

Из всех физико-химических показателей качества воды в химических лабораториях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» наиболее часто определяется показатель плотности. Этот общий показатель состояния жидкости является достаточно информативным и позволяет контролировать как состав добываемой воды, так и изменение геохимической обстановки в добывающих скважинах. С различной периодичностью, зависящей от стабильности работы скважины, определяется макрокомпонентный состав попутно добываемых вод. Получаемые гидрохимические данные анализируются, отбраковываются и используются для решения следующих задач.

Определение природы добываемых вод. Необходимость выяснения природы попутно добываемых вод возникает в процессе эксплуатации месторождений по мере

обводнения добываемой продукции, после проведения геолого-технических мероприятий, при бурении новых скважин. С учетом происхождения добываемой вместе с нефтью воды принимаются оптимальные технологические решения (перевод на другой интервал, смена режима эксплуатации скважин, необходимость и периодичность технологических обработок, применение реагентов и пр.).

Методические приемы определения природы попутных вод, разработанные сотрудниками лаборатории нефтепромысловой гидрогеологии Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти (БелНИПИнефть) [1], позволяют определять даже незначительные примеси чужеродной воды в составе пластовых рассолов или незначительные примеси пластового рассола в фильтраатах буровых растворов и других технологических жидкостях.

В отсутствие химического анализа попутно добываемой воды первое представление о ее природе можно получить по замерам плотностей, массово выполняющимся в химических лабораториях непосредственно на промыслах. Графики временного прослеживания этого показателя в комплексе с другими параметрами позволяют анализировать работу отдельной скважины и состояние разработки залежи в целом (рис. 1).

Оценка взаимосвязи нагнетательных и добывающих скважин. Такую оценку можно выполнять в ходе изучения изменений плотности и химического состава попутно добываемых вод после начала закачки воды, которая отличается по химизму от пластовой воды. Построение ежемесячных карт осредненных плотностей попутно добываемых вод позволяет определять эти изменения, а также характер и темпы обводнения залежей в целом. Общей тенденцией для большинства нефтяных залежей является постепенное убывание плотностей попутных вод по мере приближения фронта закачиваемой воды. Так, влияние внутриконтурного ряда нагнетательных скважин на залежь задонского горизонта Южно-Сосновского месторождения проявилось в устойчивом опреснении попутно добываемой воды в добывающих скважинах центральной части залежи. В составе такой воды на флангах залежи сохраняется высокая доля остаточных пластовых рассолов (рис. 2).

Изучение направлений и скоростей перемещения пластовых и закачиваемых вод. С учетом фильтрационной неоднородности пород коллектора и в зависимости от режима работы добывающих скважин изменяются направления и скорости перемещения

флюида в пласте. Традиционно для их определения применяется трассирование фильтрационных потоков. Это достаточно трудоемкое мероприятие, результаты его проведения являются ситуативными.

Сопоставление результатов трассирования фильтрационных потоков с закономерностями изменения плотностей попутных вод в добывающих скважинах позволяет выявлять перераспределение фильтрационных потоков без проведения повторного трассирования. С этой целью строятся ежемесячные карты осредненных плотностей попутных вод по залежи, которые иллюстрируют площадное перераспределение плотности попутно добываемой воды. Анализ этих карт по залежи, особенно с момента введения системы поддержки пластового давления (ППД), позволяет проследить направления и скорости движения воды и выявить их изменения.

Прогноз обводнения продукции добывающих скважин и выделения промытых участков залежей. Гидрохимический контроль скважин в безводный период их эксплуатации заключается в определении изменения плотности нефти и содержания растворенных в нефти хлоридных солей. Увеличение этих показателей свидетельствует о контакте нефти с пластовой водой и является предвестником появления воды в продукции добывающих скважин. Регулирование отборов нефти из скважин в такой период позволяет избежать быстрого и сильного обводнения продукции.

Оценка доли пластового рассола и закачанной воды в попутно добытой воде. На месторождениях с системой ППД попутная вода часто представляет собой смесь пластового рассола и закачанной воды. В некоторых случаях важно знать соотношение этих вод, вклад каждой из них в обводнение конкретной добывающей скважины, а, значит, и степень участия нагнетаемых вод в вытеснении нефти.

Полноценный анализ процессов заводнения нефтяных пластов традиционно требует комплексирования индикаторных исследований с изучением изменения давления в залежи, особенно если на залежь действует не одна нагнетательная скважина. Такая оценка может быть выполнена и при изучении изменения устойчивых показателей химического состава попутной воды по отношению к таким же показателям в закачанной и остаточной пластовой воде, а также объемов добытой и закачанной воды. Для выполнения таких расчетов в БелНИПИнефть разработана прикладная программа KANAL. Программа рассчитывает долю закачанной воды в попутно добытой по

отдельным добывающим скважинам. Площадное распределение этого показателя позволяет анализировать процесс заводнения залежи.

Оценка качества проводимых геолого-технических мероприятий и определение сроков выхода скважин на нормальный режим работы. Значительная часть добычи нефти связывается с проведением различных геолого-технических мероприятий (ГТМ). Нами установлено, что по характеру изменения плотности попутных вод до и после проведения водоизоляционных работ можно оценить качество последних. Изменение плотностей вод после ГТМ подтверждает высокое качество их исполнения. Эти же данные позволяют определять время выхода скважин на нормальный режим работы после ГТМ.

Сведения об изменении плотности попутно добываемых вод используются также для оценки эффективности работ по перераспределению фильтрационных потоков, отсечению обводненных пропластков, переводу скважин на другой горизонт и пр.

Выявление причин и прогнозирование образования осадков минеральных солей в скважинах. При смешении вод различного генезиса и химического состава происходит нарушение ионных равновесий и, как следствие этого, развиваются физико-химические процессы растворения-осаждения минералов.

Данные по плотности попутных вод используются для оценки вероятности осаждения галита в системе трубопровода. Достоверные сведения о химическом составе остаточных пластовых и закачиваемых в пласт вод обеспечивают возможность достаточно надежного и своевременного прогнозирования образования осадков карбонатных и сульфатных солей, выпадение которых в осадок обусловлено, в первую очередь, особенностями макросостава смешивающихся вод.

Осаждение карбонатов в нефтяных скважинах приводит к серьезным осложнениям при добыче нефти. В Припятском прогибе, как и в других регионах развития мощных галогенных толщ, в нефтегазоносном комплексе распространены высокоминерализованные хлоридно-кальциевые рассолы. На месторождениях ПНО добыча нефти осложняется, в первую очередь, выпадением хлоридных солей. В последние годы здесь отмечены первые случаи образования карбонатных осадков на насосном оборудовании нефтедобывающих скважин; ранее кальцит и доломит определялись в небольших количествах в составе галитовых отложений.

Для изучения причин отложения карбонатных солей и прогноза вероятности карбонатного солеотложения на скважинном оборудовании была создана и реализована программа исследования карбонатного равновесия при разработке межсолевой (петриковско-задонской) залежи нефти Осташковичского месторождения. Эта залежь активно эксплуатируется с 1967 г. Она массивного типа с практически отсутствующей гидродинамической связью с законтурной областью, что подтверждается динамикой пластового давления и данными по закачке воды в приконтурные скважины. Коллектор выполнен, главным образом, известняками с прослоями доломитизированных известняков и доломитов.

В двухлетний период практически все скважины вводились в пробную эксплуатацию фонтаном с дебитами от 50 до 500 т/сут безводной нефти. Начальное пластовое давление, приведенное к отметке ВНК, составляющее в первых разведочных скважинах до ввода залежи в разработку 34,0 МПа, понизилось до 27 МПа.

Уже с 1969 г. на залежи введена система ППД путем заводнения вначале через законтурные, а затем приконтурные и внутриконтурные нагнетательные скважины. При этом начала увеличиваться плотность нефти и содержание растворенных в нефти солей (до 1 г/дм³ и более). Это свидетельствует о начавшемся с внутриконтурной закачкой в залежь пресных вод процессе растворении катагенетических галитовых выделений проводящих путей и формировании каналов низкого фильтрационного сопротивления. К началу 1970 г. обводненность добывающей скважины в зоне влияния внутриконтурной закачки составляла 10%. В дальнейшем обводненность продукции перманентно увеличивалась, и в 2007 г. с тонной нефти из межсолевой залежи на поверхность поднималось до 10 тонн воды. В 2006 г. на залежи проводилось циклическое заводнение во внутриконтурные скважины, которое привело к значительному росту (до 92%) средней по залежи обводненности продукции добывающих скважин. Отмена циклического заводнения и равномерная закачка воды в залежь снизили обводненность добывающего фонда в 2009 г. до 86,9% (рис. 3). При внутриконтурном заводнении в наиболее промытых трещинных зонах пласта происходило селективное выпадение солей из фильтрующегося смешанного флюида, что оказывало положительное влияние на динамику обводнения извлекаемой продукции.

Одной из основных проблем при разработке залежи является осаждение солей в скважинах и засоление подземного оборудования. Осаждение галита провоцируется

поступлением в скважины высокоминерализованных рассолов, образующихся в результате растворения закачиваемой водой (при ее движении к добывающим скважинам) вторичных галитовых выделений фильтрационных каналов. С целью предотвращения отложения хлоридных солей на подземном оборудовании в скважины подливается пресная вода.

В последние годы наблюдаются случаи осаждения карбонатных солей в добывающих скважинах на насосном оборудовании. Нами выполнен анализ влияющих на это факторов. Остаточные пластовые воды петриковско-задонского горизонта имеют минерализацию 350–372 г/дм³, в них гидрокарбонаты преобладают над сульфатами. Выполненные термодинамические расчеты показывают, что они также перенасыщены карбонатными минералами. Так как сведения по содержанию CO₂ в пластовых водах отсутствуют, для расчетов использовалась предположительная концентрация CO₂ в пластовом флюиде – 200 мг/дм³. Полученные нами результаты полностью согласуются с известными в литературе данными о том, что в подземной обстановке, особенно в известняково-доломитовых отложениях, вода перенасыщена по карбонатным минералам. Это характерно и для осадочного чехла Припятского прогиба (А.С. Махнач, В.М. Шиманович, Л.Ф. Гулис, 1996 г.).

В системе ППД используется смесь пресной воды из поверхностного водозабора (в/з) Якимова Слобода и соленой технологической воды. Влияние пресных вод может быть основано на привносе дополнительного количества CO₂ в коллектор. Пресные холодные воды растворяют больше газов, в том числе и CO₂. В пласте с повышением температуры растворимость газов понижается. В пластовых условиях в процессе массообмена с нефтью закачиваемая вода может дополнительно насыщаться углекислым газом. При этом резко возрастает количество растворившихся в воде карбонатов.

Химический состав попутной воды является результатом смешения закачиваемой и остаточной пластовой вод. При этом в пластовых термобарических условиях температура и давление по-разному влияют на растворимость CO₂ и карбонатов. В пласте устанавливается карбонатное равновесие, которое контролирует растворение и осаждение карбонатных минералов. Рост содержания NaCl в воде при ее фильтрации в пласте увеличивает растворимость карбонатов из вмещающей породы.

С целью предотвращения засоления подземного оборудования скважин галитом масштабно проводятся технологические обработки скважин способом подлива в них

пресной холодной воды. При подливах пресной воды она поступает в насосно-компрессорные трубы (НКТ), где происходит смешение ее с попутной водой иного химического состава и геохимического типа. Расчет насыщенности этих вод карбонатными минералами с учетом как водорастворенного, так и суммарного в водной и газовой фазах CO_2 , показал, что в термобарических условиях ($t = 75 \text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 4,5 \text{ МПа}$) на насосе скважины 255s2-Осташковичская осаждаются карбонатные соли, попутная вода здесь перенасыщена по карбонатам, а подливаемая пресная вода находится в состоянии равновесия. Моделирование химического состава образующихся смесей при разных соотношениях попутной и подливаемой вод показывает, что эти смеси во всех соотношениях перенасыщены карбонатами (табл. 2).

Расчеты выполнены с использованием метода Дж.Е. Оддо и М.В. Томсона (Хьюстон, 1998 г.), реализованного в компьютерной программе по карбонатному солеотложению Л.А. Абуковой и др. Этот метод по химическому анализу воды в заданных термобарических условиях позволяет рассчитать насыщенность воды карбонатом кальция и оценивать ее по степени насыщения (S) и индексу насыщения (SI). Для расчета используются сведения о макрокомпонентном составе воды, величине рН, содержании растворенной в воде CO_2 , температуре и давлении. При положительных значениях показателя предполагается выпадение осадка, при отрицательных значениях – вода с дефицитом насыщения карбонатом кальция и осадок не выпадает. Принималось во внимание, что осадок карбоната кальция выпадает при значениях $SI > 0,5-0,7$ [2].

Таким образом, смешение вод различного химического состава в скважине 255s2-Осташковичская, очевидно, приводит к возникновению геохимической обстановки, в которой вода оказывается перенасыщенной по карбонатам. Перенасыщение попутной воды в стволе скважины связано с уменьшением растворимости карбонатов при дегазации жидкости, снижении давления и одновременном локальном росте температуры на насосе. В свою очередь, в подливаемой воде, при смешении ее с попутной водой, вследствие роста минерализации и, особенно, концентрации одноименных с Ca^{2+} и HCO_3^- ионов,

Таблица 2

Результаты расчета насыщенности карбонатом кальция смесей попутной воды в скважине 255s2-Осташковичская и пресной воды, используемой для подливов, в термобарических условиях на приеме насоса (P=4,5 МПа, t=75°C)

Соотношение смешиваемых вод	Плотность воды, г/см ³	Минерализация воды, г/дм ³	Концентрация CO ₂ мг/дм ³	Индекс насыщения, (SI)	Примечание
вода для подливов из в/з Якимова Слобода (01.08.2008): попутная вода из скважины 255s2 (07.04.2008)					
0:1	1.180	236.391	88.00	2.2666	содержание CO ₂ водо-растворенного
0.2:0.8	1.126	189.297	94.42	1.9863	
0.4:0.6	1.095	142.204	100.84	1.0568	
0.6:0.4	1.063	95.110	107.26	1.3528	
0.8:0.2	1.032	48.017	113.68	1.0796	
1:0	1.000	0.923	120.10	0.3429	
вода для подливов из в/з Якимова Слобода (01.08.2008): попутная вода из скважины 255s2 (16.06.2008)					
0:1	1.180	253.840	67.80	1.5492	содержание CO ₂ водо-растворенного
0.2:0.8	1.136	203.257	78.26	1.3635	
0.4:0.6	1.102	152.674	88.72	1.1732	
0.6:0.4	1.068	102.090	99.18	1.0060	
0.8:0.2	1.034	51.507	109.64	0.8842	
1:0	1.000	0.923	120.10	0.3429	
вода для подливов из в/з Якимова Слобода (01.08.2008): попутная вода из скважины 255s2 (16.06.2008)					
0:1	1.180	253.840	168.12	1.1549	суммарное содержание CO ₂ в водной и газовой фазах
0.2:0.8	1.136	203.257	158.52	1.0570	
0.4:0.6	1.102	152.674	148.91	0.9483	
0.6:0.4	1.068	102.090	139.31	0.8585	
0.8:0.2	1.034	51.507	129.70	0.8112	
1:0	1.000	0.923	120.10	0.3429	

понижается растворимость CO₂ и карбонатов. Такие смеси перенасыщены по карбонатам в широком диапазоне термобарических условий. Турбулентное движение жидкости в стволе скважины, а также характерные для карбонатов состояния перенасыщения вследствие образования метастабильных равновесий в водных растворах, могут препятствовать отложению солей в стволах скважин. Однако при падении давления в скважине в зоне резкого увеличения температуры на двигателе насоса и при низком дебите жидкости возможно образование карбонатного осадка.

С целью оценки потенциальной возможности осаждения карбонатных солей на скважинном оборудовании в добывающих скважинах, эксплуатирующих межсолевую

залежь нефти Осташковичского месторождения, выполнен массовый отбор проб попутных вод и выполнен их химический анализ. Результаты анализа отбракованы, в случае повторных опробований выбраны наиболее неблагоприятные гидрохимические условия в пласте (высокая концентрация HCO_3^- , околонейтральная реакция среды). Выполнен расчет степени насыщения попутных вод карбонатом кальция в диапазоне температур 20–90 °С и давлений 1–25 МПа без учета растворенного CO_2 . Степень насыщения воды карбонатом кальция, рассчитанная по такой схеме, сильно зависит от величины рН, т.е. от содержания всех кислотных форм комплексных ионов, дающих при диссоциации в воде протон (H_3O^+). Это преимущественно миграционные формы сульфатов и карбонатов. Дополнительно выполнены детальные исследования на участке, к которому территориально приурочена скважина 255s2-Осташковичская. В этой скважине, а также в соседних с ней скважинах 152s2, 251, 103, 256, 73, 74s2 и 66s2 осуществлялись декадный отбор проб попутной воды и их химический анализ с определением растворенной CO_2 .

Карты, отражающие степень насыщения карбонатом кальция попутно добываемой воды в пластовых термобарических условиях и в условиях НКТ на приеме насоса, содержат информацию об участках залежи и отдельных скважинах, где существует потенциальная опасность проявления карбонатного солеотложения (рис. 4). На карте-врезке представлено распределение индекса насыщения попутной воды на участке скважины 255s2, рассчитанного с учетом суммарного содержания CO_2 в пробах продукции скважин. Индекс насыщения наиболее достоверно отражает состояние карбонатного равновесия. Такие карты позволяют контролировать угрозу и предотвращать образование карбонатных осадков реагентными или технологическими методами.

Проблема солеотложений при добыче нефти является многогранной. Ее практическая важность и значительная сложность диктуют необходимость выполнения комплексных исследований физико-химических процессов и выявления не только причин, вызывающих образование и отложение солей в различных условиях залегания нефти и разработки нефтяных месторождений, но также и возможностей прогнозирования и контроля этих процессов, предотвращения появления солевых осадков. На месторождениях ПНО исследования в этом направлении приобретают значимость в связи

с переходом основных залежей нефти на четвертую стадию разработки и с усилением роли водного фактора.

Таким образом, в процессе гидрохимического мониторинга обычно используются сведения о составе жидкости, отбираемой на поверхности. Отбор проб не связан с остановкой скважин, нарушением их работы, подъемом погружного насосного оборудования и т.д. Поэтому по сравнению с традиционными исследованиями (промыслово-геофизическими, гидродинамическими) этот вид является достаточно дешевым и не приводит к потерям в добыче нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Порошин В.Д., Муляк В.В. Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 220 с.

2. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

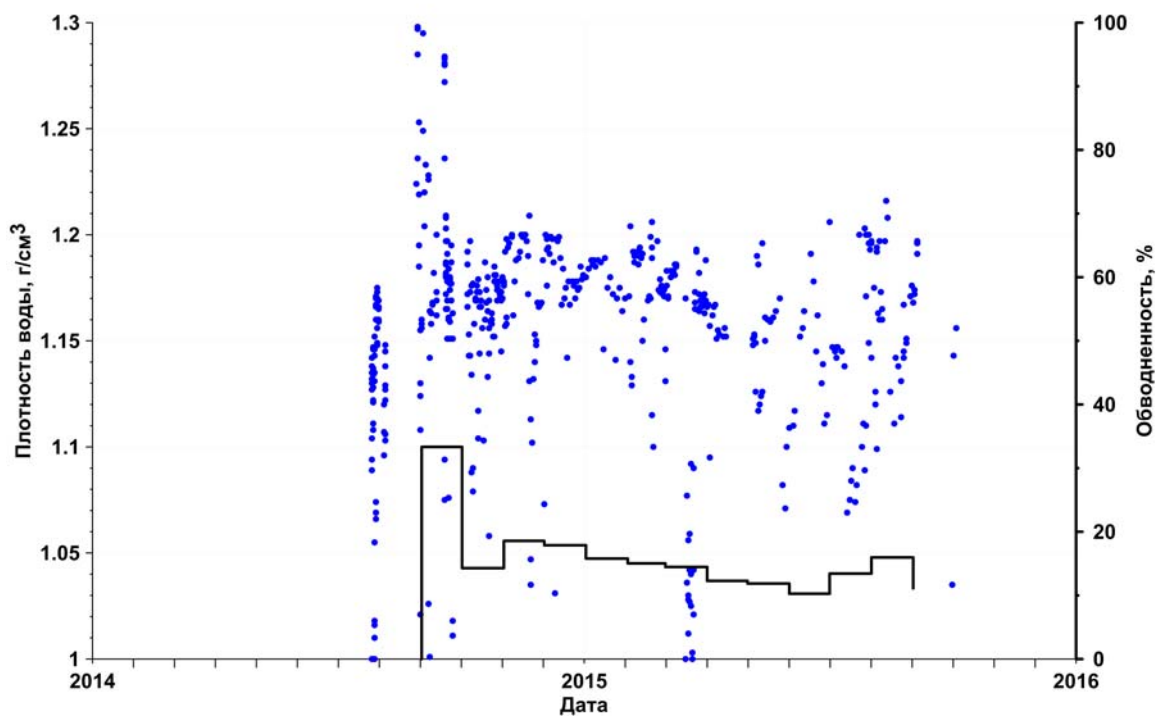


Рис. 1. График изменения плотности и обводненности попутной воды в скважине 310г Речицкая

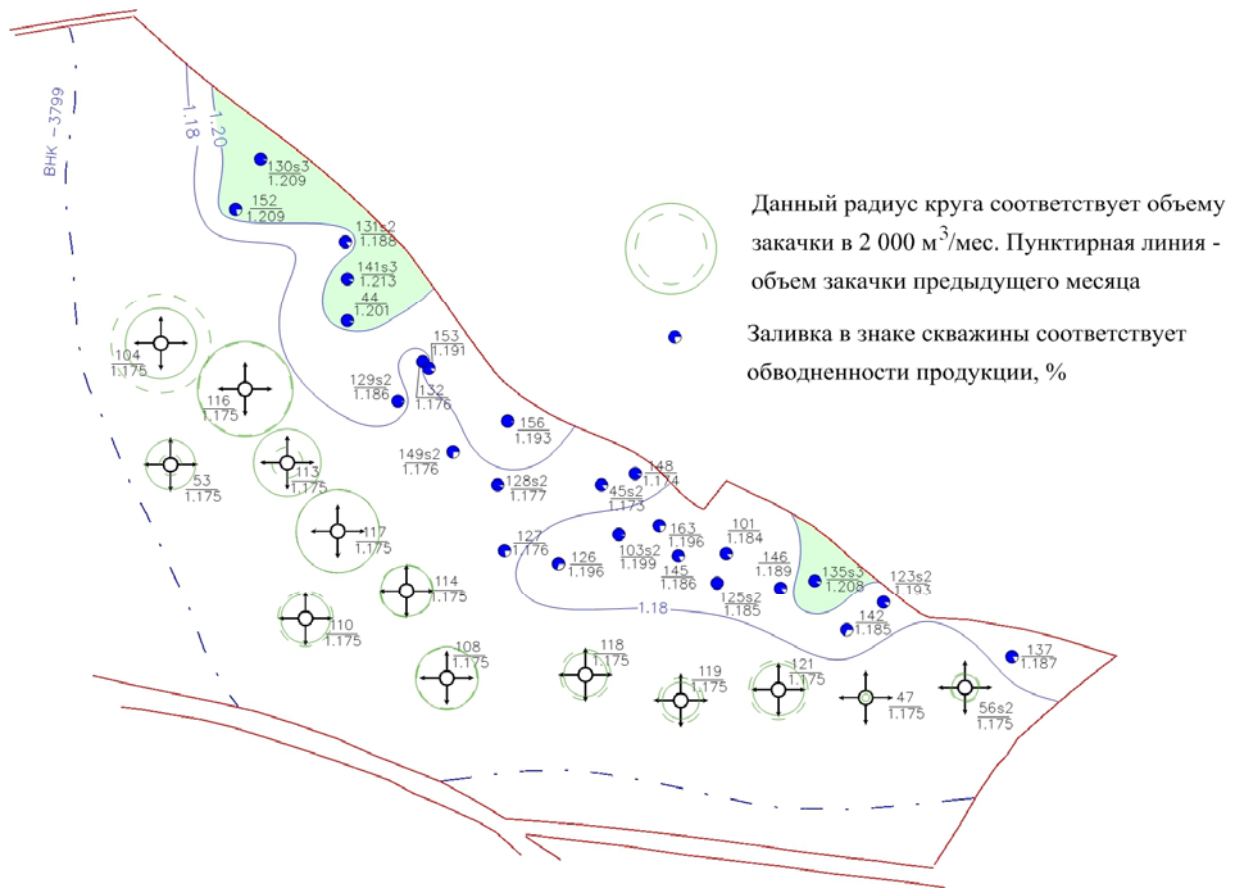


Рис. 2. Карта осредненных плотностей попутных вод межслоевой залежи Южно-Сосновского месторождения (по состоянию на май 2015 г.)

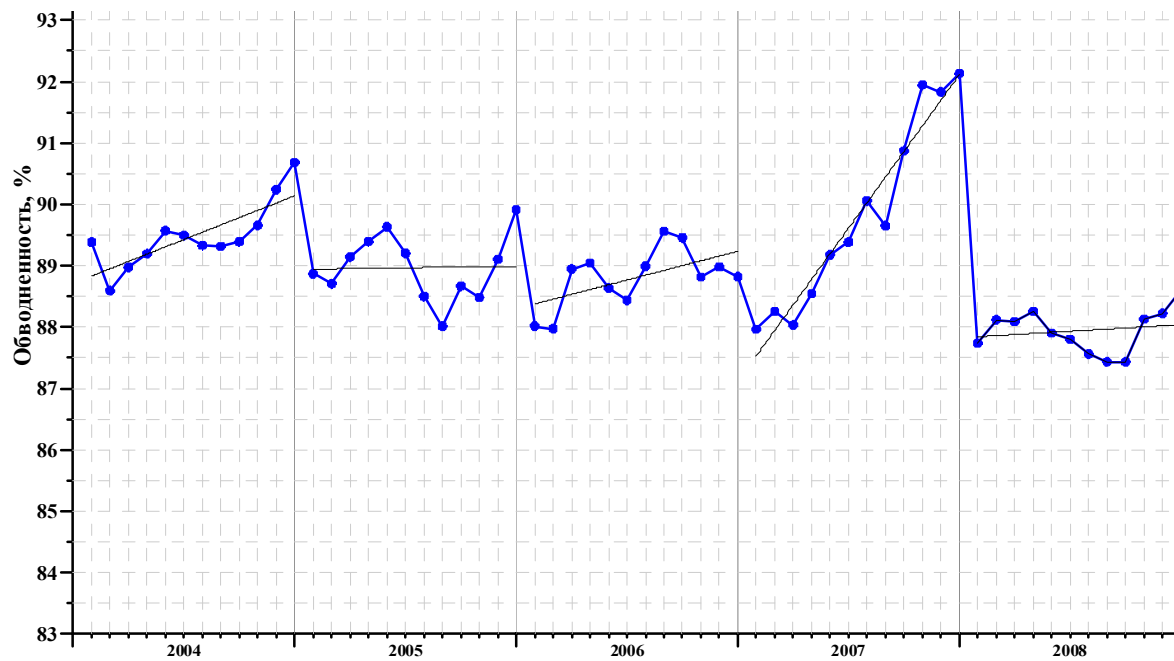


Рис. 3. Динамика усредненной обводненности продукции добывающих скважин межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения

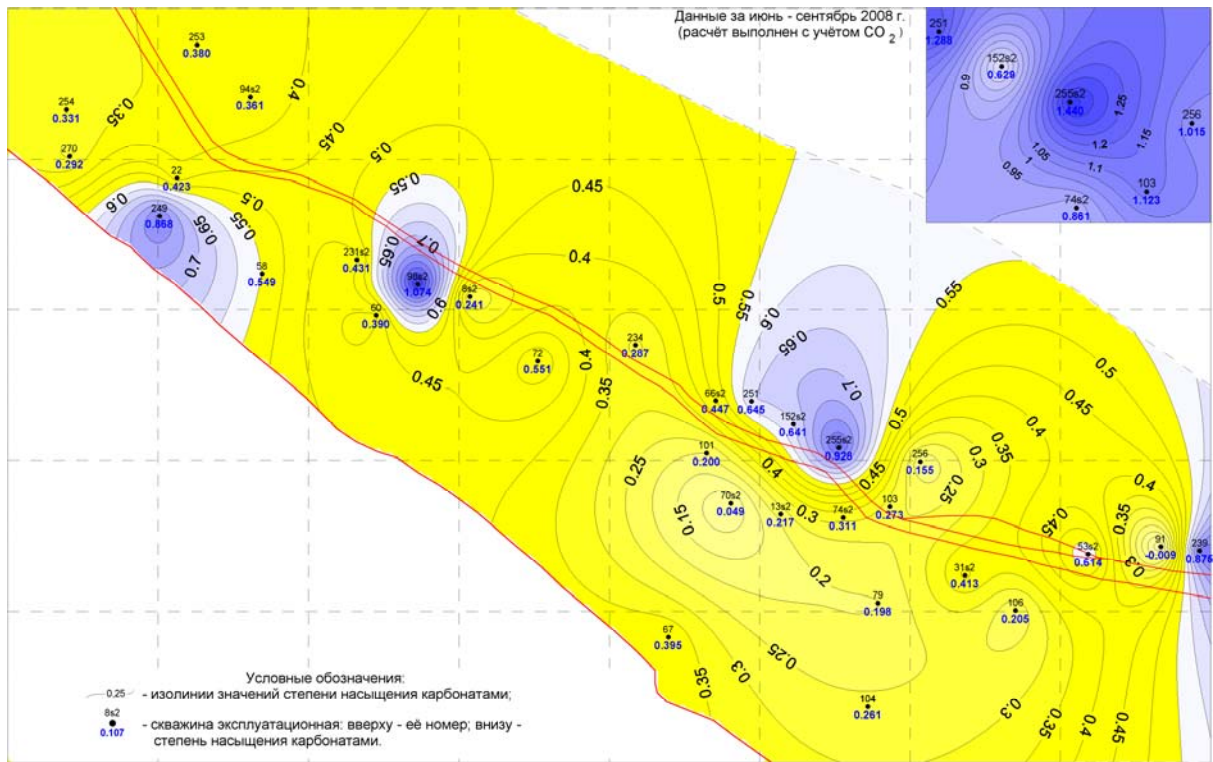


Рис. 4. Карта распределения степени насыщения карбонатом кальция попутных вод межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения в термобарических условиях на приеме насоса (по состоянию на 2008 г.)
 На карте-врезке – участок скважины 255s2-Осташковичская