

УДК 550.4(532.5)+622.276.1/4

В.Д. Порошин, д.г.-м.н., заместитель директора по научной работе в области геологии, **В.Г. Гуляев**, заведующий отделом, **М.В. Радченко**, ведущий геолог, **И.С. Мельничук**, инженер 2-й категории, **Б.В. Маракасов**, инженер 2-й категории отдел гидрохимических и гидродинамических методов контроля за разработкой, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть»

ВОЗМОЖНОСТИ ГИДРОХИМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПРИ АНАЛИЗЕ И КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (на примере Тимано-Печорской провинции)

Добыча нефти на определенных стадиях разработки месторождений обычно сопровождается поступлением из продуктивных пластов в эксплуатационные скважины значительных объемов пластовой и технологической (в случае использования системы ППД) воды. При этом вследствие неизбежного техногенного воздействия и изменения термобарических условий в разрабатываемых объектах происходит нарушение гидрохимического равновесия в природной геофлюидальной системе.

Последнее приводит к активизации различных геохимических процессов, что, безусловно, сказывается на гидрохимической обстановке внутри залежи. Все это в конечном итоге может отражаться на разработке нефтяных месторождений. Гидрохимический мониторинг как один из прикладных методов анализа и контроля позволяет отслеживать изменения условий разработки в продуктивных объектах нефтяных месторождений. Как показывает практика, при гидрохимическом контроле обычно используются сведения о составе устьевых проб флюидов, отбор которых напрямую не связан с остановкой работы скважин. Поэтому по сравнению, например, с традиционными промыслово-геофизическими и гидродинамическими методами этот вид исследования является более эффективным, так как не приводит к прямым потерям в добыче нефти. Гидрохимические методы контроля способствуют решению многих задач, в том числе позволяют [1]:

1) определять природу вод, поступающих в добывающие скважины попутно с основной углеводородной продукцией;

2) выявлять аварийные скважины, обводнение которых обусловлено притоками вод из других («чужих») горизонтов разреза отложений;

3) прогнозировать время начала водоявления в добывающих скважинах;

4) прогнозировать темпы и характеристики обводнения добывающих скважин;

5) определять направления и скорости перемещения закачиваемых вод;

6) оценивать взаимосвязь добывающих и нагнетательных скважин;

7) выделять наиболее промытые участки залежей и участки, не охваченные процессом вытеснения, где могут находиться остаточные запасы нефти;

8) оценивать изменение объемов фильтрационных каналов в пласте-коллекторе;

9) определять характер, объемы и закономерности поступления пластовых вод в залежи нефти, разрабатываемые с применением заводнения;

10) прогнозировать процессы солеотложений в пластовых условиях, в скважинном и наземном оборудовании;

11) оценивать качество проведения водоизоляционных работ в добывающих скважинах.

Кроме того, возможно решение ряда других задач, связанных с бурением и опробованием скважин, в т.ч. на стадии поисково-разведочных работ. Так, информация о химическом составе вод, полученных при испытании скважин, позволяет более точно оценивать их результаты с позиции определения характера насыщения пластов.

ДИАГНОСТИКА ПРИРОДЫ ОТБИРАЕМЫХ С НЕФТЬЮ ВОД

В региональном плане диагностика полученных с нефтью вод проводится прежде всего с учетом приуроченности опробуемого объекта в плане – к конкретной области Тимано-Печорской провинции и в разрезе – к определенным глубинам и соответствующим им водоносным комплексам и горизонтам. Отметим, что в Тимано-Печорской провинции установлена достаточно сложная и весьма разнообразная гидрохимическая обстановка, обусловленная специфическими особенностями геологического строения [2]. Все это требует детального изучения фоновой составляющей для различных участков провинции – как по площади, так и в разрезе.

Таблица 1. Химический состав пластовых вод Усинского месторождения

Залежь	Средняя фоновая минерализация, г/л	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Br	I ⁻
		мг/л							
P-C	50–95	36 000–55 000	200–2000	300–700	18 000–26 000	3000–7500	1500–3800	135–200	9–15
D ₂ st	55–75	33 500–44 000	400–1550	250–600	18 000–25 000	2400–3200	450–650	175–265	18–22

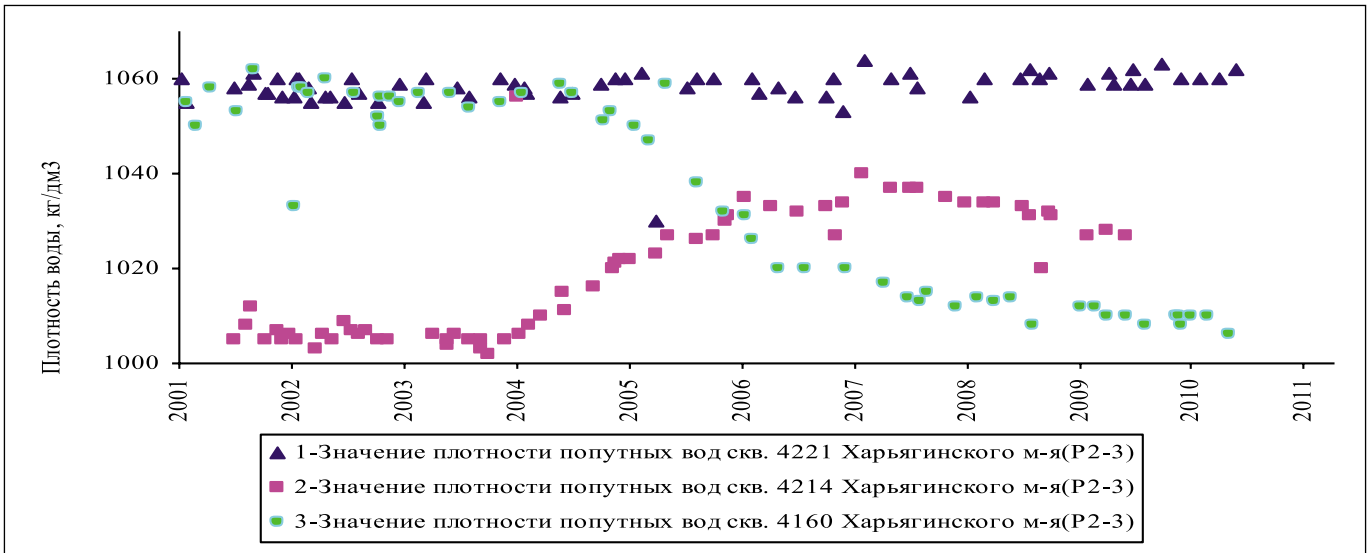


Рис. 1. График изменения плотности попутно добываемых вод

Диагностика природы отбираемых вод с высокой степенью достоверности может быть произведена только по данным полного химического анализа (определение хлорид-, карбонат-, гидрокарбонат- и сульфат-ионов, ионов кальция и магния). При этом необходимо обращать особое внимание на абсолютные значения и соотношения содержания иона кальция, превышение общей концентрации которого обычно свидетельствует о наличии в исследуемой пробе воды техногенных примесей в виде раствора хлористого кальция. Отдельно необ-

ходимо остановиться на определении ионов калия и натрия. Как правило, суммарное содержание ионов натрия и калия определяется расчетным путем. В этой связи все ошибки по определяемым компонентам, а также отсутствие данных по содержанию других элементов (микрокомпонентов) заведомо вносятся в расчетную величину суммы натрия и калия. Кроме того, фильтраты буровых растворов, на которых вскрываются флюидоносные пласты, зачастую обогащены калием. Недоучет этого в конечном итоге выливается в возможные

ошибки при изучении природы вод по анализам, в которых ионы калия и натрия определялись только расчетным, а не реальным аналитическим методом. Для повышения достоверности диагностики природы полученных вод также необходимо определение брома и йода – основных диагностических показателей для пластовых вод Тимано-Печорской провинции. К сожалению, текущие сведения о химическом составе попутных вод большинства нефтяных залежей Тимано-Печорской провинции пред-



Оптимальная комбинация

Блочные каркасы и услуги ServicePLUS компании Schroff

19" блочные каркасы

- Три варианта блочных каркасов для различных решений
- Типоразмеры: 3, 6 и 9 U

Услуги ServicePLUS для блочных каркасов

- Весь комплекс услуг под одним номером заказа
- Конфигуратор в интерактивном режиме: www.schroff.biz/conf
- Услуги по монтажу
- Механическая модификация
- Интеграция электронных компонентов
- Услуги «Экспресс-сервис»



Те же услуги и для 19" корпусов!

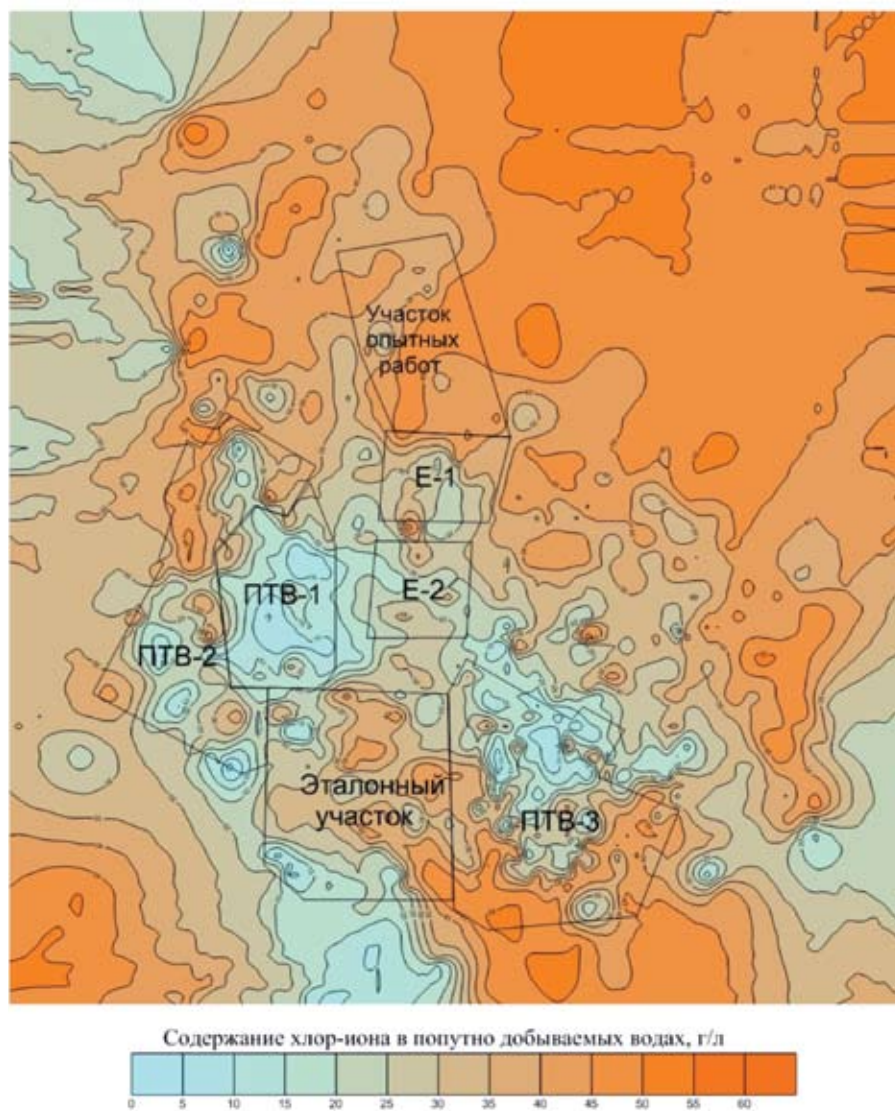


Рис. 2. Карта содержания хлорид-ионов в попутных водах пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения (2010 г.)

ставлены лишь определениями содержания хлорид-ионов или плотности. Производить диагностику отбираемых вод только по этим показателям можно лишь при подтвержденном установленном химическом составе вод выбранных объектов наблюдений. Так, если мы имеем достоверные, но разрозненные результаты аналитических исследований полного химического состава вод по конкретному объекту и достаточно большой временной интервал, в течение которого значения хлорид-ионов и плотность оставались постоянными и соответствовали аналогичным показателям, определенным при полном химическом анализе, мы можем принять это как подтверждение неизменности природы отбираемых флюидов. В настоящее время сотрудниками отдела гидрохимического и гидродинамического контроля за разработкой

ПечорНИПИнефть собран, обработан и систематизирован значительный объем гидрохимической информации (более 120 тыс. данных) практически по всем нефтяным месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», расположенным в Тимано-Печорской провинции. Вся гидрохимическая информация доступна для использования в виде электронной базы данных. В результате проведенных исследований четко установлены основные закономерности изменений химического состава пластовых вод для всех водоносных комплексов Тимано-Печорской провинции, как по латерали, так и в разрезе (табл. 1). Определен химический состав вод, закачиваемых в объекты разработки. Для диагностики природы вод, поступающих в объекты разработки, кроме вышеприведенной информации исполь-

зуются графики изменения химического состава вод по отдельным эксплуатационным скважинам. В качестве примера рассмотрим графики изменения плотности попутно добываемых вод по трем наблюдательным скважинам за последние 10 лет (рис. 1).

Скв. 4221-Харьгаинская (P₂-3). По графику отчетливо видно, что в процессе всего срока наблюдений в скважину поступала пластовая вода, что и отображено в виде постоянного значения плотности.

Скв. 4214-Харьгаинская (P₂-3). Увеличение плотности попутно добываемых вод в 2004–2005 гг. происходит вследствие завершения влияния нагнетательных скважин и поступления законтурных высокоминерализованных пластовых рассолов. Схожая по динамике картина изменения плотности попутно добываемых вод в отдельных случаях связана с вводом на месторождении установки предварительного сброса подтоварных высокоминерализованных вод.

Скв. 4160-Харьгаинская (P₂-3). Уменьшение плотности попутных вод в середине 2004–2006 гг. связано с обводнением продукции менее минерализованными закачиваемыми водами, что отчетливо видно на графике.

Таким образом, используя имеющийся фактический материал и отображая результаты на графиках, мы имеем возможность более наглядно показывать происходящие в залежах гидрохимические процессы. Впоследствии вся полученная и обработанная информация используется при построении соответствующих карт по отдельным объектам разработки. Пример карты содержания хлорид-ионов в попутных водах пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения приведен на рисунке 2.

Совместное использование гидрохимических построений и результатов анализа нефтепромысловых данных позволили нам составить сложившуюся к настоящему времени схему заводнения пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения различными типами вод, которая позволяет производить оценку их влияния на характер вытеснения нефти в конкретных участках залежи (рис. 3).

Еще одним весьма перспективным направлением использования результа-

тов гидрохимического контроля является определение направлений и скоростей перемещений закачиваемых вод от нагнетательных к эксплуатационным скважинам. Приведем пример такого расчета на одном участке пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения. На участке расположено 6 нагнетательных и 2 эксплуатационные скважины (рис. 4). В течение всего периода разработки в нагнетательные скважины производилась закачка пара.

Ввиду недостаточного количества представительных аналитических материалов по скв. 3246 влияние закачки рассматривалось только для скв. 3247 (рис. 5). На графике вынесены периоды работы нагнетательных скважин, и проводится анализ изменения концентрации хлорид-ионов в попутной воде скв. 3247 в контексте с динамикой и периодичностью закачки пара в нагнетательные скважины.

При рассмотрении информации, вынесенной на график, четко видно, что через 41 день после остановки нагнетательной скв. 4048 в апреле 1998 г. в попутной воде скв. 3247 фиксируется увеличение содержания хлорид-ионов. Аналогично были рассмотрены возможности влияния закачки в остальные нагнетательные скважины на процесс изменения содержания хлорид-ионов в воде скв. 3247, с идентификацией нагнетательных скважин, оказывающих наибольшее влияние. С учетом времени ввода/остановки нагнетательных скважин и расстояния от них до скв. 3247 можно рассчитать скорости продвижения нагнетаемого агента. Согласно выполненным гидрохимическим исследованиям, установлено, что наибольшее влияние на состав попутно добываемых вод в скв. 3247 оказывают соответственно нагнетательные скв. 4048 и скв. 4596, а рассчитанные скорости продвижения фильтрационных потоков от этих скважин к скв. 3247 составляют 1,5 и 4 м/сут.

Необходимо особо отметить, что нагнетательная скв. 4596 работает на верхний объект, но при этом оказывает заметное влияние на добывающую скв. 3247, которая работает на нижний объект, что заставляет задуматься об используемой модели залежи.

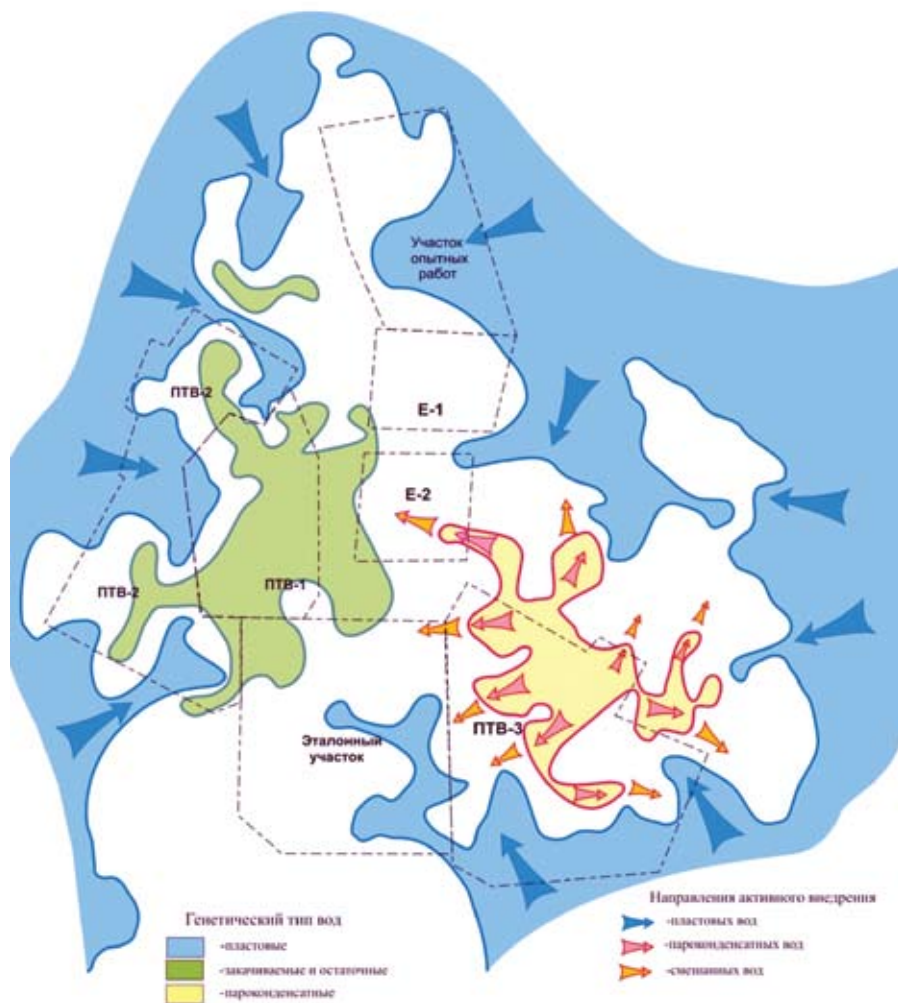


Рис. 3. Гидрохимическая схема вытеснения нефти водой и паром пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения (2010 г.)

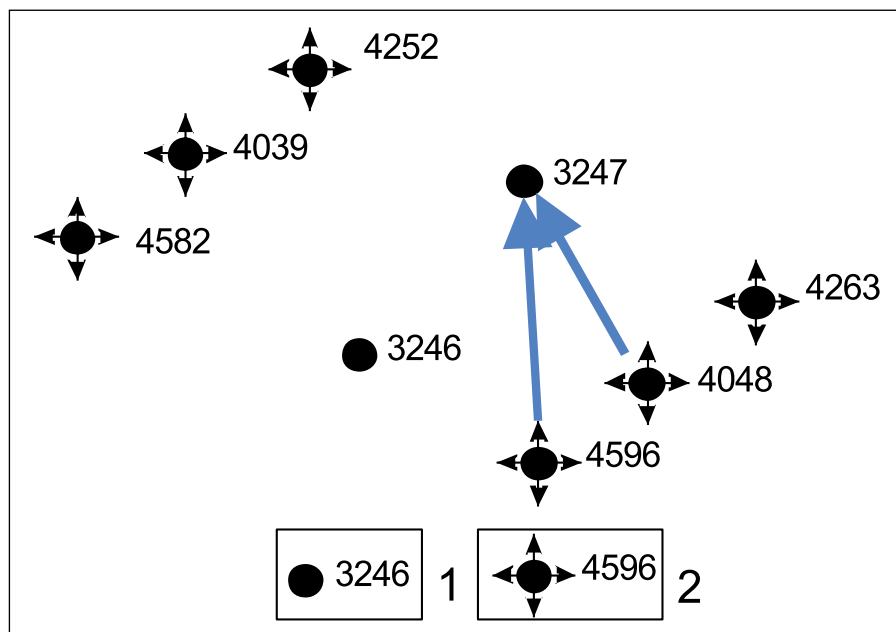


Рис. 4. Схема расположения скважин Усинского месторождения (P-C): 1 – добывающая скважина; 2 – нагнетательная скважина

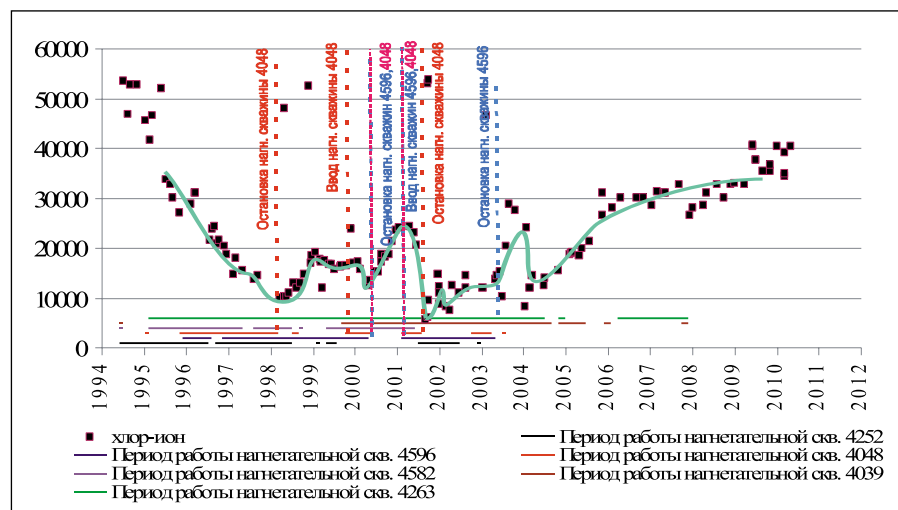


Рис. 5. Изменение содержания хлорид-ионов в попутных водах скв. 3247-Усинская (Р-С)

СТЕПЕНЬ НАСЫЩЕНИЯ ПОПУТНЫХ ВОД КАРБОНАТНЫМИ И СУЛЬФАТНЫМИ СОЛЯМИ

До начала разработки любой нефтяной залежи природная геофлюидальная система находится в состоянии гидрохимического равновесия, т.е. все ско-

рости прямых реакций (окисления или растворения) соответствуют скорости обратных реакций (восстановления или выпадения). В этом состоянии (при начальных пластовых условиях) геофлюидальная система сбалансирована и самодостаточна, значит, никакие

растворенные в воде соли в осадок не выпадают.

С началом разработки происходит изменение термобарических пластовых условий и, соответственно, сдвиг гидрохимического равновесия. Согласно принципу Ле Шателье, если на систему, находящуюся в устойчивом равновесии, воздействовать извне, изменяя какие-либо из условий равновесия (температуру, давление, концентрацию), то в системе усиливаются процессы, направленные на компенсацию внешнего воздействия, т.е. в результате протекающих в ней процессов равновесие сместится в таком направлении, что оказанное воздействие уменьшится. Все это может провоцировать выпадения в твердую фазу тех растворенных карбонатных и (или) сульфатных солей, которые содержатся в перенасыщенном виде в пластовых водах. Таким образом, любое изменение термобарических условий может запустить процесс выпадения растворенных карбонатных и (или) сульфатных солей, со всеми возможными при этом последствиями.

В настоящее время при выполнении гидрохимического контроля разработки нефтяных месторождений Тимано-Печорской провинции проводится работа по определению (расчету) степени насыщения пластовых и попутных вод растворенными карбонатными (кальцитом) и сульфатными (гипс и ангидрит) солями по отдельным скважинам. Впоследствии эта информация обрабатывается и отражается на картах отдельных объектов разработки. Это позволяет определять опасность выпадения кальцита, гипса и ангидрита в пластовых и поверхностных условиях из перенасыщенных водных растворов при разработке отдельных объектов.

В качестве примера на рисунках 6 и 7 приведены прогнозные карты для попутных вод пермо-карбоневой залежи Возейского месторождения.

По данным карт хорошо видно, что степень насыщения пластовых вод сульфатными солями (рис. 6) ниже максимально допустимых концентраций, на всей площади объекта разработки, т.е. угроза выпадения сульфатных солей при любом изменении термобарических условий маловероятна.

В результате оценки степени насыщенности пластовых вод карбонатными со-

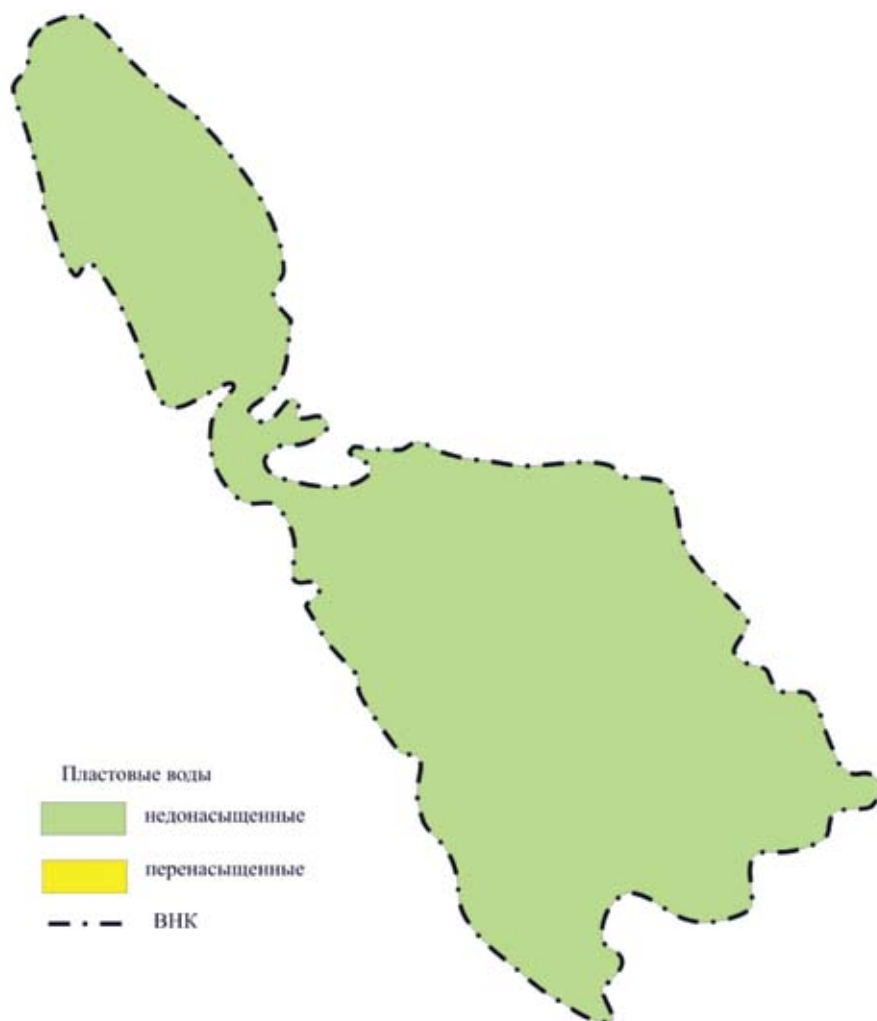


Рис. 6. Карта степени насыщения пластовых вод Возейского месторождения сульфатными солями (ангидрит) (2009 г.)

лями (кальцитом) (рис. 7), наоборот, установлено, что пластовые воды в северной и северо-восточной частях залежи ими перенасыщены. Однако если при существующих термобарических пластовых условиях возможность выпадения карбонатных осадков маловероятна, то в ходе разработки объекта, когда изменения термобарических условий неизбежны, это может привести к сдвигу гидрохимического равновесия в данной залежи и инициировать начало процесса выпадения растворенных карбонатных солей в твердую фазу.

Таким образом, по результатам проведенных работ по гидрохимическому контролю разработки нефтяных месторождений Тимано-Печорской провинции за период с 2008 по 2011 г. можно сделать следующие основные выводы:

1. Обработан и систематизирован значительный объем гидрохимической информации (более 120 тыс. данных) практически по всем нефтяным месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», расположенным в Тимано-Печорской провинции. Вся гидрохимическая информация доступна для использования в виде электронной базы данных.

2. Установлены основные закономерности изменений общего химического состава пластовых вод для всех водоносных комплексов Тимано-Печорской провинции – как по латерали, так и в разрезе. Эта информация применяется для решения текущих и перспективных региональных и локальных гидрохимических и нефтепромысловых задач.

3. Определены абсолютные значения основных компонентов химического состава пластовых и закачиваемых вод для основных объектов разработки. Эта информация используется для диагностики природы вод поступающих совместно с нефтью в эксплуатационные скважины.

4. Проводится постоянный мониторинг изменений гидрохимических параметров (плотность, содержание хлорид-, сульфат- и гидрокарбонат-ионов, а также других микрокомпонентов) по эксплуатационным скважинам отдельных объектов разработки. Ведутся работы по расчету направлений и скорости перемещений закачиваемых вод от нагнетательных к эксплуатационным скважинам.

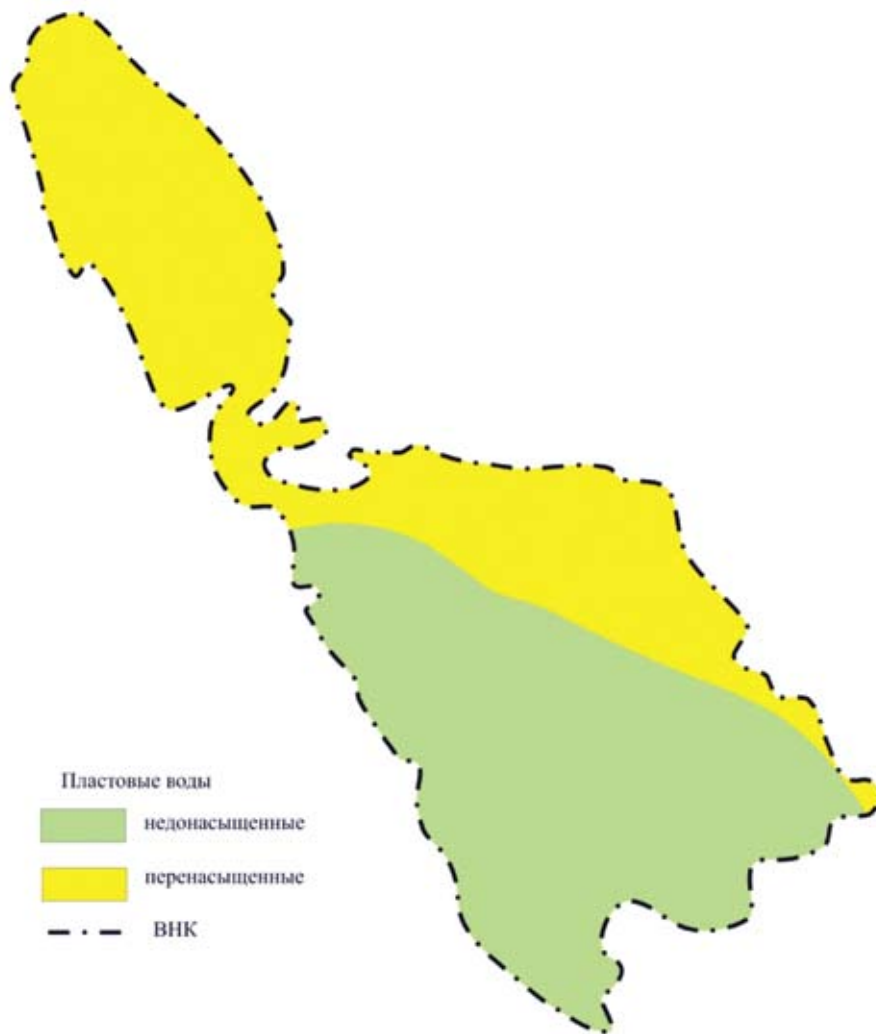


Рис. 7. Карта степени насыщения пластовых вод Воейского месторождения (Р-С) карбонатными солями (кальцит) (2009 г.)

5. Результаты изучения динамики гидрохимических параметров по скважинам отражаются на рабочих картах (по хлорид-, сульфат-, гидрокарбонат-ионам и плотности вод) конкретных объектов разработки. Комплексный анализ полученных гидрохимических материалов позволяет наглядно отражать не только общую картину изменения гидрохимических параметров, но и выделять участки, где наиболее вероятна возможность внедрения закачиваемых и законтурных пластовых вод непосредственно в залежь.

6. Контролируется степень насыщения пластовых и попутных вод растворенными карбонатными (кальцитом) и сульфатными (гипс и ангидрит) солями по отдельным скважинам. Впоследствии эта информация отражается на картах отдельных объектов разработки, что позволяет прогнозировать возможность выпадения кальцита, гипса и ангидрита

в пластовых условиях разрабатываемых объектов.

7. Результаты работ по гидрохимическому контролю разработки нефтяных месторождений Тимано-Печорской провинции свидетельствуют о целесообразности их проведения в ряде других нефтегазодобывающих регионов.

Литература:

1. Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенбергер Ю.П. *Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений.* – М.: ГЕОС, 2007. – 9 с.
2. Гуляев В.Г. *Гидрогеологическое районирование Тимано-Печорской провинции / Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента. Материалы V научной конференции Института геологии Коми НЦ УрО РАН. Сыктывкар, 1996.* – 47 с.