

УДК 556.314:662.276

**СОВМЕСТИМОСТЬ ВОД И ПРИНЦИПЫ  
ОРГАНИЗАЦИИ ГИДРОХИМИЧЕСКОГО  
МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
ЗАПАДНАЯ КУРНА-2 (ИРАК)****В. Д. ПОРОШИН***Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого»,  
Республика Беларусь***Введение**

Одно из наиболее крупных нефтяных месторождений мира Западная Курна-2 находится на начальной стадии разработки. Поэтому важно с началом разбуривания залежей сеткой эксплуатационных скважин организовать контроль за их эксплуатацией. Гидрохимический мониторинг как один из прикладных методов по контролю разработки нефтяных залежей и эксплуатации добывающих скважин позволяет получать по минимальному набору гидрогеохимических данных информацию о протекающих в пластах процессах вытеснения нефти, сроках начала обводнения продукции, скоростях и направлениях передвижения флюидов, причинах солеотложения в пластах и на оборудовании. Следует отметить, что вопросам контроля разработки нефтяных залежей и эксплуатации добывающих скважин с помощью сведений о химическом составе попутно добываемых с нефтью вод посвящены многие публикации, в том числе несколько обстоятельных учебников, учебных пособий и монографий [1]–[7]. Однако наиболее полно вопросы решения конкретных нефтепромысловых задач по гидрохимическим данным рассмотрены в одной из обобщающих монографий автора данной статьи [8].

Большинство таких задач решаются с помощью гидрохимического метода на второй и более поздних стадиях разработки нефтяных залежей. На начальном этапе разработки (на которой находится данное месторождение) основное внимание должно уделяться вопросам оценки совместимости закачиваемых для поддержания пластового давления (ППД) в залежи и пластовых вод, а также организации гидрохимического мониторинга.

Цель работы – оценить возможность использования в системе ППД на нефтяном месторождении Западная Курна-2 вод Персидского залива и с учетом сделанных выводов предложить программу организации гидрохимического мониторинга.

**Основная часть**

В системе ППД месторождения Западная Курна-2 планируется задействовать водозабор, который будет располагаться в Персидском заливе. В этот залив впадает река Шатт-эль-Араб, образованная в результате слияния рек Тигр и Евфрат, воды которой опресняют морские воды залива.

Сама работа проводилась в три этапа. На первом этапе выполнялись теоретические расчеты совместимости пластовых вод рассматриваемого месторождения и морской воды Персидского залива. На втором проводились лабораторные исследования совместимости пластовых вод рассматриваемого месторождения и закачиваемых смесей морских и речных вод с целью оценки вероятности выпадения твердых

отложений (солеобразования) в поверхностных и пластовых условиях при работе системы ППД. Третий этап состоял в подготовке предложений по организации гидрорхимического мониторинга на месторождении.

**Первый этап (компьютерное моделирование).** В качестве исходных материалов для расчетов использовались результаты определений химического состава пластовых вод продуктивной формации рассматриваемого месторождения (5 проб), которые были получены на стадии поисково-разведочного бурения в период 1970–1980 гг., а также сведения о составе морских вод Персидского залива.

Моделирование процессов отложения карбонатных и сульфатных солей выполнено для продуктивной формации рассматриваемого месторождения в градации следующих температур: 0–20–40–60–8–100 °С и давлений: 0–5–10–15–20–25–28,5–35–40 МПа.

Оценка степени насыщенности нефтепромысловых вод карбонатными и сульфатными солями производилась с учетом химического состава и заданных термобарических условий. Для расчетов степени насыщения воды карбонатом кальция ( $\text{CaCO}_3$ ) и ангидритом ( $\text{CaSO}_4$ ) использовались методики Дж. Е. Оддо и М. В. Томпсона, а также В. Н. Кащавцева [9], [10].

Необходимо отметить, что эти расчеты рассматривались как предварительные, так как для их выполнения использовалась информация, взятая из ранее проведенных аналитических исследований химического состава типичных пластовых и морских вод. Все выполненные компьютерные расчеты предстояло на втором этапе подкрепить опытными аналитическими исследованиями.

Первоначально был проведен теоретический расчет смешения растворов пластовых вод продуктивной формации рассматриваемого месторождения и закачиваемой (морской) воды. При этом по продуктивной формации для расчетов были приняты результаты анализа наиболее представительной (с точки зрения концентрации и соотношения основных анионов и катионов) пробы воды, отобранной 8 января 1985 г. из скважины WQ-60, интервал 2557,5–2563,0 м. Затем производился сам расчет степени насыщения растворов смешанных вод продуктивной формации с морской водой в определенных пропорциях, полученных расчетным путем.

Начальные термобарические условия для продуктивной формации следующие: пластовое давление 28,5 МПа, пластовая температура +80 °С.

Для итоговых обобщений взяты данные по химическому составу пластовых вод продуктивной формации как при +40 °С, так и при пластовых значениях температур (+80 °С). Значение в +40 °С было выбрано с учетом того, что непосредственно в процессе закачки основной процесс смешения с учетом достаточно больших объемов закачки будет происходить на некотором удалении от призабойной зоны, причем температура в зоне смешения закачиваемых и пластовых вод будет гораздо ниже начальных пластовых значений.

**Второй этап (лабораторные исследования).** С учетом целей и задач планируемых работ были выполнены полные химические анализы пластовой воды из продуктивной формации рассматриваемого месторождения, морской воды из Персидского залива и речной воды из реки Евфрат.

С учетом возможного опреснения морской воды речными водами в точке водозабора было приготовлено 4 раствора следующего состава: № 1 – 10 % речной воды и 90 % морской воды; № 2 – 20 % речной воды и 80 % морской воды; № 3 – 30 % речной воды и 70 % морской воды; № 4 – 40 % речной воды и 60 % морской воды.

Растворы № 1–4 смешивались при комнатной температуре и атмосферном давлении. Выполнены полные химические анализы полученных растворов. Эти растворы в дальнейшем были использованы для моделирования совместимости вод как закачиваемые воды.

При пластовой температуре (+80 °С) было приготовлено 36 смесей закачиваемых вод (с каждым из растворов) и пластовой воды продуктивной формации в соотношениях 9 : 1, 8 : 2, 7 : 3, 6 : 4, 5 : 5, 4 : 6, 3 : 7, 2 : 8, 1 : 9. Объем каждого приготовленного раствора был 400 мл. Смеси отстаивались в течение 3 дней при пластовой температуре (+80 °С) и 3 дней при стандартной температуре (+20 °С), при этом осадок не образовался. Выполнены полные химические анализы 18 смесей с растворами № 1 и № 4. Одновременно из этих объемов были взяты порции воды по 100 мл для определения вязкости в пластовых условиях, которое проводилось на установке PVT «CHANDLER ENGINEERING» при пластовом давлении продуктивной формации 28,5 МПа и пластовой температуре +80 °С в процессе прокачки через капиллярный вискозиметр. Смеси находились в установке в термобарических условиях в течение 4 ч. После проведения экспериментов по определению вязкости в термобарических условиях во всех смесях наблюдалось выпадение аморфного осадка рыжего цвета разной степени насыщенности. Максимальное количество осадка выпало в смесях с раствором № 1 (10 % закачиваемой + 90 % пластовой воды).

Для выявления изменений компонентного состава смесей после исследований в пластовых условиях на установке PVT «CHANDLER ENGINEERING» смесь раствора № 1 в двух концентрациях (90 % закачиваемой + 10 % пластовой воды и 10 % закачиваемой + 90 % пластовой воды) без измерения объема была проанализирована на химический состав.

Осадок из девяти смесей раствора № 1 был отфильтрован на фильтр. Объем воды, оставшийся после анализа на установке PVT «CHANDLER ENGINEERING», был измерен и определена масса остатка.

Объем раствора № 1 составил  $\approx$  850 мл, масса осадка составила 1,1465 г (воздушно-сухая навеска). Объем раствора не был замерен точно, так как предварительно ставилась задача определения качественного состава осадка без привязки к объемам. Хлористые соли с фильтра не отмывались. Затем фильтр прокалили при температуре +1000 °С (эти соли испаряются при температуре от +800 до +850 °С). Масса остатка после прокаливания составила 0,4288 г. Ввиду малого количества осадка, выпавшего после определения вязкости на установке PVT «CHANDLER ENGINEERING», выполнен качественный химический анализ объединенного осадка, отфильтрованного с 9 смесей с раствором № 1. Для этого его сплавили со смесью соды и буры при температуре +1000 °С. Затем сплав перевели в солянокислый раствор, который был проанализирован на качественное содержание в осадке Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> методом спектрофотометрии на приборе Agilent HP 8453, а на качественное содержание MgO, CaO проанализирован атомно-абсорбционным методом на приборе AAS-30.

Смеси растворов № 2–4 после установки PVT «CHANDLER ENGINEERING» были отфильтрованы на 3 фильтра. Объемы воды, оставшиеся после анализа на установке PVT «CHANDLER ENGINEERING», были измерены и определены массы остатков. При объеме раствора № 2 – 870 мл масса осадка составила 0,4267 г (воздушно-сухая навеска); при объеме раствора № 3 – 765 мл, масса осадка – 0,9030 г (воздушно-сухая навеска); при объеме раствора № 4 – 1000 мл, масса осадка – 0,7450 г (воздушно-сухая навеска). Хлористые соли с фильтров не отмывались.

Для контроля была повторно приготовлена смесь раствора № 1 (10 % закачиваемой воды + 90 % пластовой воды) и выдержана трое суток при температуре +80 °С (пластовая температура продуктивной формации) при атмосферном давлении. Осадок при этом эксперименте не образовался.

По итогам выполненных работ сделаны следующие выводы:

1. По результатам компьютерного моделирования:

– при использовании для закачки морских вод Персидского залива для продуктивной формации рассматриваемого месторождения опасность карбонатного соле-

отложения (выпадения карбоната кальция  $\text{CaCO}_3$ ) является незначительной. Вероятность сульфатного солеотложения (выпадения ангидрита  $\text{CaSO}_4$ ) в твердую фазу также невелика. На основании проведенных расчетов можно сделать вывод, что солеобразование, в небольших количествах, может проявиться лишь на некотором удалении от нагнетательных скважин, где закачиваемая вода прогреется до пластовых температур, что будет способствовать более равномерному протеканию процесса вытеснения нефти.

2. По результатам лабораторных исследований:

– смеси закачиваемых и пластовых вод продуктивной формации месторождения Западная Курна-2 совместимы при любом соотношении смешения при стандартных и пластовых ( $+80\text{ }^\circ\text{C}$ ) температурных условиях;

– при существующих термобарических условиях (пластовая температура  $+80\text{ }^\circ\text{C}$ , пластовое давление  $28,5\text{ МПа}$ ) в процессе контакта с нефтепромысловым оборудованием в смесях закачиваемой и пластовой воды продуктивной формации месторождений Месопотамского прогиба возможно образование осадков слаборастворимых солей, представленных органикой ( $79,55\%$ ), оксидом железа ( $\text{FeO}_2 - 2,28\%$ ), оксидом магния ( $\text{MgO} - 4,06\%$ ), оксидом кальция ( $\text{CaO} - 12,72\%$ ). Максимальный объем выпавшего осадка (полученного при лабораторных исследованиях) при пересчете составляет примерно  $1,3488\text{ г}$  на  $1000\text{ мл}$  ( $1\text{ л}$ ) или, соответственно,  $1,3488\text{ кг}$  на  $1\text{ м}^3$ . Масса сухого остатка (после отмывки от органических веществ и хлористых солей, после прокаливании) оценивается в  $0,5044\text{ г}$  на  $1000\text{ мл}$  воды.

**Третий этап (программа организации гидрохимического контроля разработки).** Прогноз времени обводнения продукции добывающих скважин – один из наиболее важных вопросов, возникающих при контроле разработки нефтяных месторождений и добыче нефти. Для его решения применяются два подхода, основанных на использовании сведений о содержании хлоридных солей в нефти и ее плотности в период безводной эксплуатации скважин.

К настоящему времени установлено, что обводнение скважин начинается раньше, чем оно фиксируется по промысловым отчетам. Эта стадия обводнения (доли – первые единицы процентов) выражается в постепенном росте концентрации хлоридных солей в нефти, контролируемом по содержанию хлора, и свидетельствует о начальном поступлении небольших порций пластовых или закачиваемых вод, являющихся предвестником последующего обводнения продукции. Существует и широко применяется в Беларуси количественный метод прогноза начала обводнения скважин, учитывающий зависимость концентраций хлоридов в нефти от расстояния от забоя скважины до водонефтяного контакта (ВНК), текущего дебита, коллекторских свойств пород, депрессии на пласт [11]. Так, на ряде белорусских месторождений в период роста содержания хлоридных солей в нефти снижали отборы или временно останавливали работу скважин, что позволило продлить безводный период и достичь более высокой выработки запасов на скважину, чем по другим месторождениям, а также увеличить коэффициент извлечения нефти по регулируемым залежам. Кроме отмеченных особенностей, установлено, что перед началом обводнения скважин отмечается рост плотности добываемой нефти, что обычно связывается с частичным поступлением ее более тяжелых фракций с ВНК, а также позволяет делать прогноз времени поступления в скважину пластовой, реже, закачиваемой воды.

В связи с вышеизложенным, на начальной стадии разработки месторождения Западная Курна-2, рекомендуется организовать еженедельный отбор поверхностных проб нефти из всех добывающих скважин и оперативное определение их плотности и содержания хлор-ионов. При существенном увеличении значений этих показателей периодичность отбора и исследования проб необходимо увеличить до 3–7 проб

в неделю. Кроме того, рекомендуется организация мониторинга объемов и состава применяемых в скважинах технологических жидкостей (фильтраты буровых растворов, жидкости глушения, промывки, растворы соляной и других кислот и т. д.), что позволит отбраковать непредставительные сведения по плотности нефтей и содержанию в них хлоридных солей, а также повысит достоверность прогноза сроков обводнения скважин пластовыми или закачиваемыми водами. В случае появления в нефти заметного количества воды (более 5–10 %) следует организовать проведение шестикомпонентного ее состава, а также определение брома в целях установления ее природы.

С началом работы системы ППД на залежи рекомендуется проводить периодическое исследование плотности и состава закачиваемых вод, частота отбора проб которых будет зависеть от постоянства их состава. При появлении в продукции скважин значительного количества пластовых, закачиваемых вод и их смесей исследования по изучению плотности нефти и содержанию в ней хлоридных солей следует прекратить. Для проведения дальнейших работ необходима разработка детальной программы проведения гидрохимического мониторинга на залежи с определением плотности попутных вод (не реже 1 раза в неделю) и их шестикомпонентного химического состава (примерно раз в квартал). Дополнительно в этих пробах необходимо определять содержание брома, что повысит достоверность выдаваемых заключений о природе попутно добываемых вод. В программе необходимо предусмотреть дополнительный отбор проб в зависимости от первоочередных стоящих задач по контролю разработки залежей.

### **Заключение**

Таким образом, несмотря на практически полную химическую совместимость закачиваемых (морских вод Персидского залива в смеси с поверхностными водами реки Евфрат) и пластовых вод (продуктивная формация месторождения Западная Курна-2), обнаружена высокая агрессивность смесей закачиваемых и пластовых вод при пластовых термобарических условиях по отношению к железу, что может способствовать нарушению гидрохимического равновесия в геофлюидальной системе и активизации процессов солеобразования. Все это говорит о необходимости соблюдения повышенных антикоррозионных требований при проектировании системы ППД.

Теоретические и методические разработки автора [8] и другие источники, а также результаты вышеизложенных исследований позволили наметить программу организации гидрохимического мониторинга разработки на одном из крупнейших нефтяных месторождений мира – Западная Курна-2.

### **Литература**

1. Сухарев, А. М. Основы нефтепромышленной гидрогеологии / А. М. Сухарев. – М. : Гостоптехиздат, 1956. – 399 с.
2. Жданов, М. А. Нефтепромышленная геология и гидрогеология / М. А. Жданов, А. А. Карцев. – М. : Гостоптехиздат, 1958. – 472 с.
3. Шугрин, В. П. Нефтепромышленная гидрогеология / В. П. Шугрин. – М. : Недра, 1973. – 167 с.
4. Мехтиев, Ш. Ф. Практические вопросы нефтепромышленной гидрогеологии / Ш. Ф. Мехтиев, А. Р. Ахундов, Е. А. Ворошилов. – Баку : ЭЛМ, 1975. – 188 с.
5. Никаноров, А. М. Методы нефтепромышленных гидрогеологических исследований / А. М. Никаноров. – М. : Недра, 1977. – 228 с.

6. Гаттенбергер, Ю. П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений / Ю. П. Гаттенбергер, В. П. Дьяконов. – М. : Недра, 1983. – 207 с.
7. Гаджи-Касумов, А. С. Нефтепромысловая геохимия / А. С. Гаджи-Касумов, А. А. Карцев. – М. : Недра, 1984. – 150 с.
8. Порошин, В. Д. Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений / В. Д. Порошин, В. В. Муляк. – М. : Недра, 2004. – 220 с.
9. Oddo, J. E. Method predicts well bore scale, corrosion / J. E. Oddo, M. V. Tomson // Oil & Gas Journal. – 1998. – June, 8. – P. 107–114.
10. Кашавцев, Е. В. Борьба с отложениями гипса в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Е. В. Кашавцев. – М. : ВНИИОЭНГ, 1976. – 63 с.
11. Муляк, В. В. Прогноз обводнения нефтяных скважин на месторождениях Белоруссии / В. В. Муляк // ВНИИОЭНГ, Сер. Нефтепромысловое дело, 1983. – № 8. – С. 10–11.

*Получено 16.11.2016 г.*