

йода – до 25,7 мг/л. В попутной воде межсолевой залежи Ю-Осташковичского месторождения ожидается снижение концентраций микрокомпонентов на 5 % от текущих значений. Расхождение результатов моделирования с гидрохимическими расчетами для обеих залежей составило менее 1 %.

По результатам гидрохимических расчетов для других рассматриваемых залежей нефти следует также ожидать заметное снижение концентраций брома и йода за десятилетний период использования попутных вод в качестве минерального сырья. Наиболее существенно оно проявляется для залежи нефти IV пачки Речицкого месторождения (23,5 и 22,0 % соответственно для брома и йода), Ю-Сосновского месторождения (22,0 и 24,7 %), и воронежско-саргаевского объекта разработки Вишанского месторождения (13,8 и 22,6 %). Значительное снижение концентраций объясняется, прежде всего, повышенными объемами закачки за этот срок отработанных (и соответственно обедненных бромом и йодом) вод в данные залежи по отношению к их ресурсам (35,2–63,6 %).

На конечные концентрации брома и йода в попутных водах оказывают заметное влияние также величина доли пластовых рассолов в попутно добываемых с нефтью водах и темп ее изменения в процессе разработки, а также концентрация извлекаемых компонентов в пластовых рассолах конкретных залежей нефти.

Таким образом, проведенная оценка текущих концентраций брома и йода, их эксплуатационных запасов и ресурсов в попутных водах нефтяных месторождений показывает, что РУП «ПО «Белоруснефть» обладает достаточной сырьевой базой для организации йодо-бромного производства. Даже без учета возможности пополнения суммарного объема гидроминерального сырья за счет добычи пластовых рассолов при полной утилизации эксплуатационных запасов попутных вод их ресурсов будет достаточно для производства йода и брома на 10 лет и более отдаленную перспективу.

Литература

1. Порошин, В. Д. Оценка запасов и ресурсов промышленно-ценных компонентов в попутных водах нефтяных месторождений Беларуси / В. Д. Порошин, В. П. Хайнак, Н. В. Хайнак // Стратегия развития нефтедобывающей промышленности Республики Беларусь на 2000–2015 годы : материалы науч.-практ. конф., Гомель, 14–17 сент. 1999 г. – Гомель, 1999. – С. 410–415.

УДК 556.314:662.276

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ АНАЛИЗЕ И КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЗАСОЛОНЕННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ (НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖИ III БЛОКА БЕРЕЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

В. Д. Порошин, С. Л. Порошина, П. В. Асвинова

Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь

Для изучения истории разработки нефтяных залежей гидрохимические сведения применяются ограниченно. На примере залежи нефти III блока Березинского месторождения показано, что при наличии массовых данных о химическом составе нефтепромысловых вод по месторождениям с засоленными коллекторами и существовании эффективных ме-

тодических приемов обработки и интерпретации этих материалов целесообразно более широкое их использование для оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие и изучения энергетики законтурной зоны, а также контроле за изменением фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов в процессе разработки залежей.

Ключевые слова: залежь нефти, засоленный коллектор, попутные воды, галит, химический состав, плотность вод.

**THE MAIN DIRECTIONS OF THE USE OF HYDROCHEMICAL
DATA IN THE ANALYSIS AND CONTROL OF THE DEVELOPMENT
OF OIL FIELDS IN SALINE RESERVOIR ROCKS
(THROUGH THE EXAMPLE OF THE DEPOSIT OF THE III BLOCK
OF THE BEREZINSKY FIELD)**

V. D. Poroshin, S. L. Poroshina, P. V. Asvinova

Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus

During the study of history of the development of oil deposits, hydrochemical information is limited. Using the example of the oil deposits of the III block of the Berezinsky field, it is shown that if there are mass data of the chemical composition of oilfield waters of fields with saline reservoirs-rocks and if there are effective methods of processing and interpreting these materials, it will be advisably to use them more widely to assess the impact of injection wells on the producing wells and to study the energy in the edge water zone and during the monitoring in changes of filtration-the capacitive properties of productive layers during the process of developing deposits.

Keywords: oil deposit, saline reservoir, associated waters, halite, chemical composition, water density.

При рассмотрении истории и анализе текущего состояния разработки нефтяных залежей гидрохимические сведения обычно используются весьма ограниченно. Наличие массовых данных о химическом составе и плотностях пластовых, закачиваемых и попутных вод по нефтяным месторождениям Беларуси, а также методических приемов обработки и интерпретации этих материалов свидетельствуют о возможности более широкого их использования при решении ряда оперативных и ретроспективных нефтепромысловых задач [1–3]. Наибольшая эффективность рассматриваемых методов отмечается для залежей нефти, первичное пустотное пространство продуктивных пород которых в значительной мере залечено вторичным галитом, что характерно для месторождения Беларуси и Восточной Сибири. Объясняется это происходящими процессами рассоления коллекторов при использовании для поддержания пластового давления (ППД) в залежах пресных и слабоминерализованных вод. Эти процессы приводят как к изменению фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пород, так и к заметному изменению плотности попутно добываемых с нефтью вод, их общей минерализации и химического состава [1].

С помощью новых, разработанных в ГГТУ им. П. О. Сухого методов и накопленного опыта проведения подобных исследований мы попытались уточнить существующие представления об истории разработки межсолевой залежи нефти III блока Березинского месторождения, оценить возможности и целесообразность использования гидрохимических данных для выяснения положительного и отрицательного нефтегазопромыслового опыта для принятия верных управленческих и технологических решений.

Березинское месторождение открыто в 1975 г. и в мае 1981 г. введено в промышленную разработку. Основные запасы нефти (более 80 %) месторождения при-

Секция 6. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений 201

урочены к залежи III блока. Залежь массивная, сводовая, тектонически-ограниченная, находится на четвертой стадии разработки. Пластовое давление в залежи поддерживается посредством закачки в продуктивные пласты пресных вод. Пластовые воды представлены крепкими рассолами хлоркальциевого типа с общей минерализацией около 355 г/л.

Проведенные исследования показали, что химический состав попутных вод рассматриваемой залежи нефти формировался не только за счет смешения закачиваемых и пластовых вод, но и за счет растворения катагенетических галитовых выделений трещин, пор и каверн, широко развитых в продуктивной части разреза (см. таблицу). Это позволяет широко использовать сведения о химическом составе нефтепромысловых вод для контроля изменения объема сети фильтрационных каналов в процессе ее разработки.

Березинское месторождение. Залежь нефти III блока. Содержание хлорида натрия в пластовых, закачиваемых и попутно добываемых водах

Тип вод	Номер скважин	Минерализация, г/л	X	Содержание, мг/л			
				Ca + Mg	Na + K	NaCl	NaCl _{изб}
Пластовые воды	6, 221	350	–	70 767	55 284	140 422	–
Закачиваемые воды	103, 117	3	–	270	494	1 256	–
Попутные воды	122	327	0,69	22 300	104 850	266 319	221 274
	122	310	0,72	19 860	102 230	259 664	219 470
	147	317	0,73	18 850	106 010	269 265	231 078
	147	291	0,69	21 690	91 340	232 004	188 171

Обработка и интерпретация химических анализов попутных вод, согласующихся с массовыми замерами их плотности, проводились по методике Галит-1 [2], а по выпадающим точкам, связанным с влиянием технологических обработок скважин путем подлива пресных вод, – по методике Галит-1т [3]. Проведены расчеты величины долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых с нефтью водах X и избыточного содержания в них хлоридов натрия NaCl_{изб.}, а также объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенного с попутными водами галита по всем добывающим скважинам, которые легли в основу построения соответствующих схематических карт и графиков.

Обработка этих данных позволяет говорить в целом о растущей роли закачиваемых вод в поддержании энергетики рассматриваемой залежи (снижение средней величины $1 - X$) и снижении влияния законтурной области на процесс вытеснения нефти. Вместе с этим для ряда скважин установлен более сложный характер изменения рассматриваемого показателя в процессе их эксплуатации. Проведенные исследования свидетельствуют о существенном влиянии объемов закачиваемых вод в конкретные нагнетательные скважины на особенности изменения плотностей попутных вод реагирующих добывающих скважин и величины избыточных концентраций в них хлоридов натрия NaCl_{изб.}, что позволило установить некоторые особенности вытеснения нефти к забоям добывающих скважин пластовыми рассолами и закачиваемыми водами в различных частях залежи, которые рекомендуется учитывать при моделировании и регулировании ее разработки.

Общую картину распределения значений величины долевого участия пластовых рассолов и закачиваемых вод в системе поддержания пластового давления в залежи можно получить из схематических карт, построенных по отдельным периодам ее разработки. Анализируя эти карты, отмечено большее влияние пластовых вод на энергетику продуктивных пластов и вытеснение нефти к забоям добывающих скважин на первом этапе разработки залежи (до 1995 г.). На следующем этапе (1995–2005 гг.) наблюдается закономерный рост влияния закачиваемых вод на поддержание пластового давления в продуктивных пластах, который в целом характерен и для третьего этапа разработки. Среднее значение величины X (долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых) по этапам составило соответственно 0,63, 0,72 и 0,68. Средневзвешенные значения избыточных концентраций хлорида натрия в попутных водах по первому, второму и третьему этапам разработки залежи оценены соответственно в 107, 131 и 120 г/л. т. е. с каждым кубометром попутно добытой с нефтью воды выносилось в растворенном состоянии в среднем около 123 кг галита. Построенные по результатам проведенных расчетов схематические карты величин избыточного содержания в попутных водах растворенного галита по отдельным этапам разработки залежи свидетельствуют о закономерном обогащении закачиваемых вод хлоридами натрия по мере их продвижения от зон нагнетания к зонам отбора. Проведенные расчеты показали, что с начала разработки залежи нефти III блока Березинского месторождения закачиваемыми для ППД водами растворено в продуктивных пластах и попутно добываемыми совместно с нефтью рассолами вынесено около 145 тыс. м³ галитовых выполнений, что привело к существенному изменению сети фильтрационных каналов и оказало заметное влияние на процесс разработки данной залежи. Очевидно, что вынос катагенетического галита из основных каналов фильтрации закачиваемых вод приводит не только к многократному увеличению проницаемости продуктивных пластов, но и к перераспределению пластовых давлений. Происходит существенное изменение пространственной структуры фильтрационных потоков и условий вытеснения нефти из матрицы горных пород, что создает благоприятные условия для регулирования процесса разработки рассматриваемой нефтяной залежи путем изменения объемов и состава закачиваемых для ППД вод. Авторы данной работы полагают, что наиболее важные результаты проведенных гидрохимических исследований по анализу разработки нефтяной залежи III блока Березинского месторождения могут быть использованы для корректировки существующей гидродинамической модели этой залежи и подготовки нового проектного документа с дальнейшей ее разработкой.

Литература

1. 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.
2. Порошина, С. Л. Новые подходы к оценке масштабов рассоления коллекторов нефтяных месторождений Беларуси по промысловым гидрохимическим данным / С. Л. Порошина // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2019. – № 4. – С. 3–12.
3. Порошина, С. Л. К вопросу представительности данных о химическом составе попутных вод нефтяных месторождений Беларуси и методических приемах их обработки (интерпретации) / С. Л. Порошина // Літасфера. – 2021. – № 1 (54). – С. 58–70.