

УДК 622.276

В.А. Машорин, главный геолог, ООО «НАК «АКИ-ОТЫР», e-mail: mashorinva@aki-otyr.ru;

О.В. Фоминых, к.т.н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский государственный нефтегазовый университет, e-mail: fov@tsoгу.ru; **М.А. Черевко**, главный геолог, ООО «Газпромнефть-Хантос», e-mail: Cherevko.MiA@hantos.gazprom-neft.ru

Обоснование закачки пресных вод для поддержания пластового давления на Верхне-Шапшинском месторождении

Для поддержания пластового давления используют, как правило, подтоварную воду и воды сеноманского яруса. Однако при небольших объемах закачки экономически нецелесообразно строить водозаборные скважины на водоносные пласты сеноманского яруса. В этой связи для ППД используют воду вышележащих горизонтов – практически пресную. В статье приведено обоснование возможности использования пресных вод для систем поддержания пластового давления на примере Верхне-Шапшинского месторождения.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, Верхне-Шапшинское месторождение, сеноманский ярус, пресная вода, гидроразрыв пласта, солеотложение.

По состоянию на 01.01.2011 г. с начала разработки по Верхне-Шапшинскому месторождению отобрано 520 тыс. т нефти и 569 тыс. т жидкости. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) по объекту АС₁₀₋₁₂ – 0,005 при утвержденном 0,308. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составил 1,8%, при обводненности – 8%. Разработка осуществляется с поддержанием пластового давления. Фактическая добыча нефти за анализируемый период несколько отличается от проектной величины. В 2008 г. расхождение фактических уровней годовой добычи нефти от проектных составило 7%, жидкости – 2%. В 2008 г. вместо пяти проектных скважин была введена одна. Однако благодаря более интенсивному отбору уровни добычи нефти были достигнуты: дебиты скважин по жидкости выше проектных в 3,1 раза, обводненность выше проектной на 10 абс.%. Дебиты нефти при этом выше в 1,3 раза.

В настоящее время на объекте АС₁₀₋₁₂ рассматриваемого месторождения формируется система на основе тре-

угольной сетки с расстоянием между скважинами 500–600 м. Плотность сетки – 24–30 га/скв. Система заводнения – однорядная. В нагнетательных скважинах предусмотрено использование оборудования для одновременно-раздельной закачки. Во всех скважинах предусмотрено проведение большеобъемного гидроразрыва пласта (ГРП) [1]. Начальное пластовое давление в пластах АС₁₀ и АС₁₂ составляло 25,7 и 26,8 МПа соответственно. Работа системы поддержания пластового давления начата в 2010 г., пластовое давление, сниженное в процессе эксплуатации залежи на упругом режиме, стало восстанавливаться. Отметим, что разбуривание приграничной части южной лицензионной территории Приобского месторождения (недропользователь – ООО «Газпромнефть-Хантос») начато в 2003 г. В непосредственной близости от границы Верхне-Шапшинского лицензионного участка работает ряд нагнетательных скважин, из-за действия которых начальное пластовое давление оказалось существенно выше

и составило 260–280 атм. В дальнейшем вследствие интенсивного разбуривания Верхне-Шапшинского месторождения пластовое давление в некоторых зонах опустилось до 10,0–12,0 МПа. Контроль энергетического состояния осуществлялся путем проведения исследований кривой восстановления давления (КВД) и кривой восстановления уровня (КВУ). В настоящее время в связи с активным разбуриванием месторождения и увеличением добычи (рис. 1) возникла нехватка подтоварной воды для целей поддержания пластового давления (ППД). Отметим, что «классическое» использование воды сеноманского яруса для ППД было экономически менее выгодно, чем пресной воды. Например, стоимость строительства сеноманской скважины составляет порядка 23 млн руб., строительство скважины на горизонты с пресной водой – около 5 млн руб. при прочих равных затратах. При добыче воды из сеноманских скважин возникают осложнения, связанные с большой концентрацией взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой продукции,

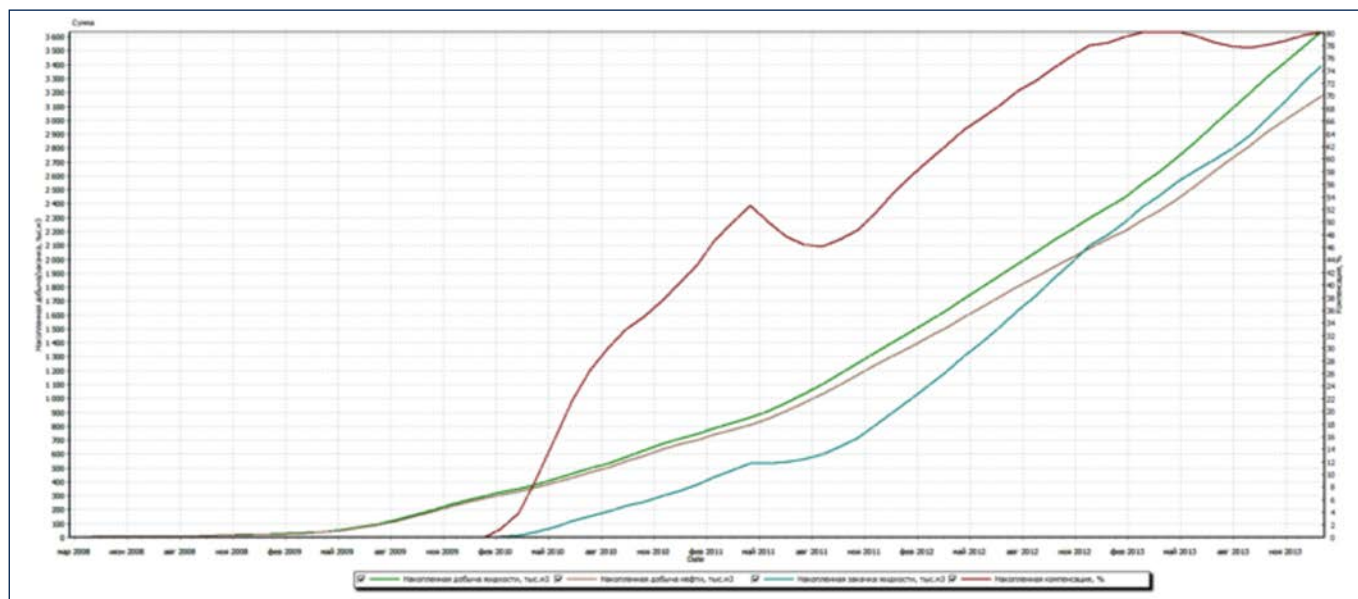


Рис. 1. Динамика технологических показателей разработки Верхне-Шапшинского месторождения

в этой связи средняя продолжительность межремонтного периода (МРП) не достигает и 100 сут. По водозаборным скважинам на пресную воду этот показатель в пять раз выше. В этой связи при относительно небольших объемах закачки, порядка 4 тыс. м³/сут., как на Верхне-Шапшинском месторождении, использование пресной воды экономически более оправданно.

ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ В СИСТЕМЕ ППД ПРЕСНОЙ ВОДЫ ВОЗНИКАЕТ РЯД ОПАСЕНИЙ, СВЯЗАННЫХ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ:

- а) образования нерастворимых осадков при смешении закачиваемых и пластовых вод;
- б) изменения проницаемости коллектора вследствие набухания глинистого цемента коллектора и выпадения нерастворимых осадков;
- в) изменения коэффициента вытеснения нефти вследствие изменения вязкости вытесняющего агента.

В этой связи совместно со специалистами ОАО «СибНИИНП» и ООО «Грит» были проведены исследования, направленные на оценку применимости пресной воды в смеси с подтоварной для ППД. Для тестирования совместимости воды с точки зрения солеотложения были проведены модельные эксперименты при смесях этих вод в следующих соотношениях (табл.).

Лабораторное тестирование совместимости представленных вод проводили при температуре 90 °С и давлении 1 атм. в герметически закрытых склянках. Объем раствора составлял 50 мл. После выдержки в течение 1 часа раствора измеряли концентрацию ионов кальция в растворе. Массу образовавшегося осадка оценивали по снижению концентрации кальция в растворе. Расчет массы выпавшего в осадок карбоната кальция проводили по формуле:

$$m_{Ca} = \frac{2,5 \cdot (C_0 - C_1) \cdot V}{1000}, \quad (1)$$

где m_{Ca} – масса выпавшего карбоната кальция, мг; C_0 – концентрация кальция в исходной пробе, мг/л; C_1 – концентрация кальция в пробе после выдержки 1 час при температуре 90 °С, мг/л.

На рисунке 2 представлены результаты по образованию карбоната кальция после часовой выдержки водных растворов при 90 °С. Как видно из рисунка 2, при смешении подтоварной воды с пресной и сеноманской с пресной при 20%-ном содержании пресной воды более чем в 10–20 раз снижается образование карбоната кальция. Дальнейшее увеличение доли пресной воды в подтоварной и сеноманской воде приводит к полному прекращению образования карбоната кальция.

Таким образом, экспериментальная проверка показала, что при смешении попутно добываемой воды с сеноманской незначительно снижается их склонность к солеотложению. Причем тенденция к снижению в смеси пропорциональна исходной склонности этих растворов

Таблица. Выбранные объемные соотношения подтоварной, сеноманской и пресной вод

Вода	Объемные соотношения				
	9	4	1	1	1
Подтоварная	9	4	1	1	1
Сеноманская	1	1	1	4	9
Содержание сеноманской воды, %	10	20	50	80	90
Подтоварная	9	4	1	1	1
Пресная	1	1	1	4	9
Содержание пресной воды, %	10	20	50	80	90
Сеноманская	9	4	1	1	1
Пресная	1	1	1	4	9
Содержание пресной воды, %	10	20	50	80	90

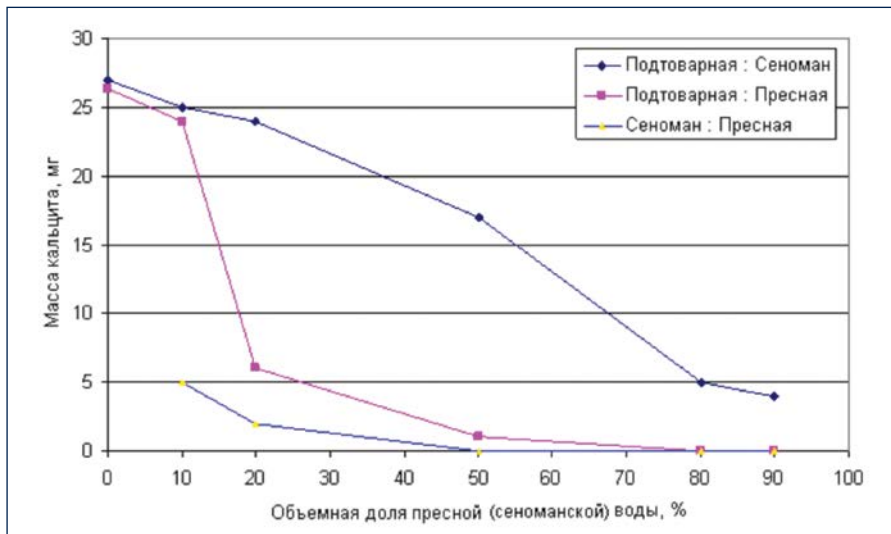


Рис. 2. Количество образовавшегося карбоната кальция в зависимости от объемного соотношения вод

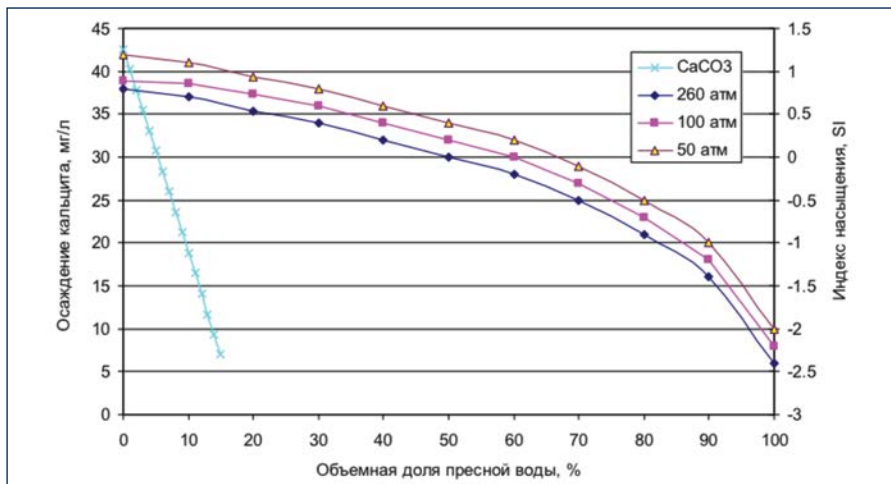


Рис. 3. Зависимость индекса насыщения от объемного содержания пресной воды в сеноманской при температуре 92 °C и различных давлениях. Выпадение кальция при температуре 92 °C и давлении 50 атм.

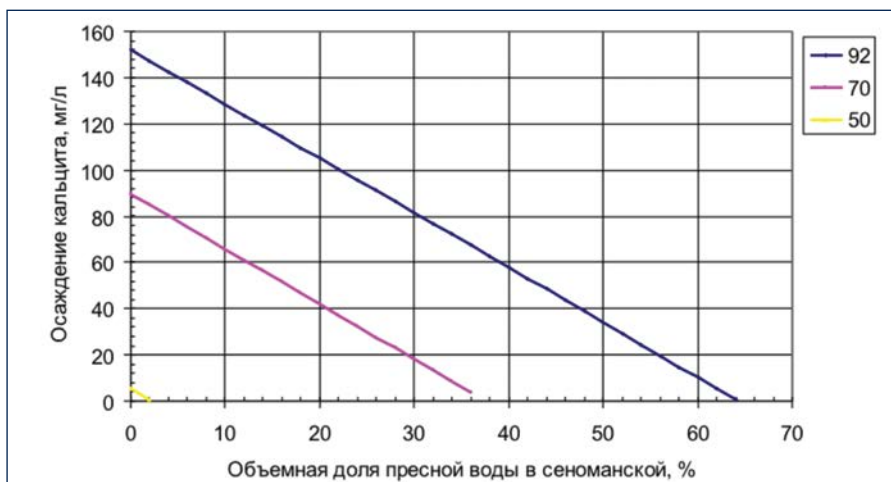


Рис. 4. Выпадение кальция из смеси сеноманской и пресной воды в зависимости от температуры при давлении 10 атм.

к солеотложению. Смешение попутно добываемой воды с пресной при объемном соотношении более 20% пресной воды приводит к тому, что способность к солеотложению снижается примерно в 5 раз. Кроме того, была сделана оценка влияния давления на образование карбоната кальция в двухфазной равновесной системе «вода – нефть».

Для смеси сеноманской воды с пресной из-за малой склонности сеноманской воды к солеотложению при всех соотношениях вод в пластовых условиях ($t = 92 \text{ }^\circ\text{C}$, $P = 260 \text{ атм.}$) солеотложение отсутствует. При снижении давления до 50 атм. солеотложение имеет место, но оно незначительно (менее 45 мг/л кальция). Эти результаты свидетельствуют о том, что смесь сеноманской и пресной воды в пластовых условиях стабильна во всем диапазоне объемных соотношений в пластовых условиях. Однако солеотложение начинается при снижении давления ниже 50 атм. (рис. 3).

Влияние температуры на солеотложение при давлении 10 атм. приведено на рисунке 4. Как видно, при температуре ниже 50 °C солеотложение прекращается в смеси сеноманской и пресной воды. Таким образом, добавление пресной воды в смесь попутно добываемой воды с сеноманской приводит к уменьшению склонности данной смеси вод к образованию карбоната кальция. Добавление пресной воды к смеси попутно добываемой воды с сеноманской в любых объемных соотношениях приведет к снижению способности такой смеси к образованию осадка.

Отрицательное воздействие минерализованной воды на фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта (ПЗП) эксплуатационных скважин состоит в снижении естественной проницаемости коллектора по нефти, что вызывается набуханием глинистых материалов, содержащихся в породах, слагающих коллектор.

В качестве пластовой породы использовался дезинтегрированный керновый материал нефтесодержащих пород Приобского месторождения (15–17% глинистого материала) пластов AC_{10} , AC_{12} Приобского месторождения (Южная лицензионная территория – ЮЛТ). Согласно требованиям ОСТ 39-195-86 [2],

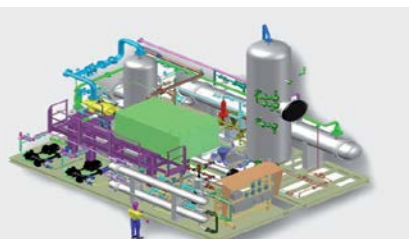
Москва:
105094, ул. Семеновский вал, 6А
Тел.: (495) 787-20-11; факс: (495) 787-20-12

Екатеринбург:
620028, ул. Фролова, 31, офис 31
Тел./факс: (343) 287-37-30



Refrigeration RUS

engineering for a better world



Проектирование



Изготовление



Шеф-монтаж
и пуско-наладка



Сервис
и запчасти

**Европейский производитель
компрессорного и холодильного
оборудования для объектов добычи,
подготовки и переработки нефти и газа**



Изготовление:

- Винтовых компрессоров
- Компрессорных агрегатов и станций
- Холодильных установок
- Блоков подготовки газа



www.gea.com
www.geaenergy.ru

керновый материал в течение месяца подвергался экстрагированию спирто-бензольной смесью в аппаратах Сокслета и отмыванию дистиллированной водой от солей и затем высушивался. Для сравнения характеристик набухания (% изменения объема) исследовано набухание материала породы пласта AC_{12} в водных растворах. Результаты по набуханию приведены на рисунке 5. Как видно из рисунка, материал породы ЮЛТ Приобского месторождения существенно набухает только в пресной воде – более 6%. Набухаемость для смеси вод «подтоварная – пресная» и «сеноманская – пресная» в соотношении 1:1 составляет 2,2%. Учитывая относительно низкую проницаемость пластов Приобского месторождения на уровне 10 мД, набухаемость кернового материала более 2% нежелательна. Таким образом, с точки зрения риска набухаемости породы пластов применение смеси пресной воды с подтоварной или сеноманской водой с содержанием пресной воды более 50% нежелательно.

ВЫВОДЫ

1. Смеси пресной воды с попутно добываемой и сеноманской водой в пластовых условиях, в призабойной зоне пласта (ПЗП), в скважине и на поверх-

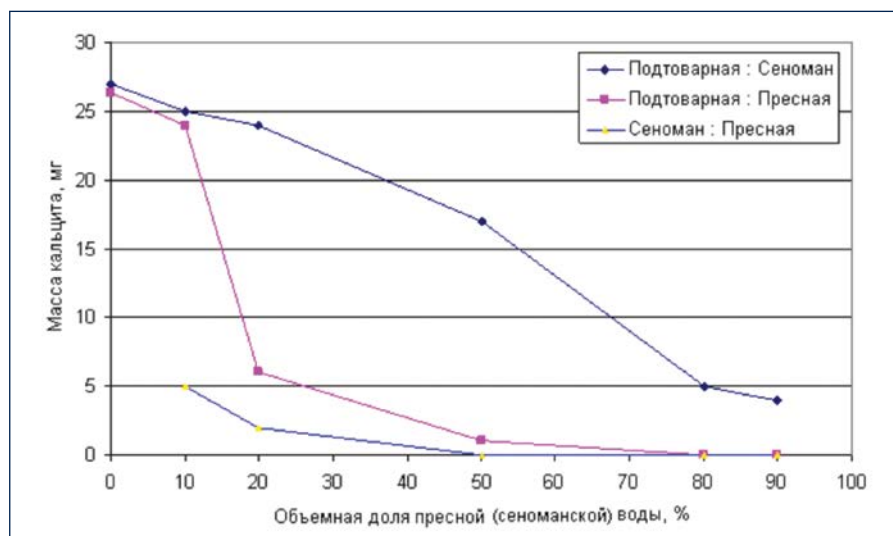


Рис. 5. Набухаемость породы пласта AC_{12} в минерализованных водах ЮЛТ Приобского месторождения

ности имеют меньшую склонность к солеотложению во всем диапазоне объемных соотношений. В связи с этим риск образования осадков карбоната кальция при использовании пресной воды в качестве добавки к сеноманской воде или подтоварной незначителен.

2. Из анализа полученных результатов по свойствам смесей пресной воды с попутно добываемой и сеноманской водами с точки зрения их склонности к коррозионной агрессивности следует

упоминать, что углекислотная коррозия сталей в смесях с пресной воды с сеноманской или попутно добываемой меньше, чем коррозия в попутно добываемой или сеноманской воде без пресной; пресная вода поверхностных источников содержит кислород. Содержание кислорода в пресной воде увеличивает коррозию, поэтому при использовании пресной воды необходимо предусмотреть применение поглотителей кислорода.

Литература:

1. Технологическая схема разработки Приобского месторождения (Северная лицензионная территория; Южная лицензионная территория, Верхне- и Средне-Шапшинское месторождения) (ОАО «НК «Роснефть», ООО «НК «Сибнефть-Югра», ОАО «НАК «АКИ-ОТЯР»).
2. ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».

UDC 622.276

V.A. Mashorin, Chief Geologist, NAK AKI-OTYR LLC, E-mail: mashorinva@aki-otyr.ru; **O.V. Fominykh**, Dr.-Ing., associate professor of the Department of Oil and Gas Fields Development and Operation of the Tyumen State Oil and Gas University, E-mail: fov@tsogu.ru; **M.A. Cherevko**, Chief Geologist, Gazprom Neft - Hantos LLC, E-mail: Cherevko.MiA@hantos.gazprom-neft.ru

Substantiation of fresh water flooding to maintain the formation pressure in Verkheshapshinskoye field

In order to maintain the formation pressure (MFP), formation water and the Cenomanian Stage water is generally used. However, with small flooding volume it is not economically feasible to build the water supply wells to the Cenomanian water-bearing formations. Therefore, for MFP purposes the water of overlying formations is used, which is actually fresh water. The article describes the substantiation of a possibility to use fresh water for formation pressure maintenance systems by the Verkheshapshinskoye field case.

Keywords: formation pressure maintenance, Verkheshapshinskoye field, Cenomanian Stage, fresh water, hydraulic fracturing of formation, scaling.

References:

1. Tekhnologicheskaya shema razrabotki Priobskogo mestorozhdeniya (The process scheme of the Priobskoye field development) (North licensed area; South licensed area, Verkheshapshinskoye and Sredneshapshinskoye fields) (NK Rosneft OJSC); NK Sibneft-Yugra LLC; NAK AKI-OTYR OJSC).
2. OST 39-195-86 «Heft'. Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefi vodi v laboratornykh usloviyakh» («Oil. Method for determination of the water flood displacement efficiency in laboratory conditions»).

Модульные Дорожные Покрытия МДП Р-ТЭК многоразового использования (ТУ 2291-004-37239486-2012)



Предназначены для сооружения временных технологических дорог и площадок в условиях слабых грунтов, болот I и II типов, обеспечивающие проезд тяжелой спецтехники до 100 тонн.