

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@tsogu.ru; **М.А. Черевко**, главный геолог, ООО «Газпромнефть-Хантос», e-mail: Cherevko.MiA@hantos.gazprom-neft.ru

## Исследование вытесняющей способности смеси вод различных источников для поддержания пластового давления на примере Приобского месторождения

Для поддержания пластового давления (ППД) используют, как правило, подтоварную воду и воды сеноманского яруса. Однако при небольших объемах закачки для ППД применяют воду вышележащих горизонтов. При этом возникают опасения, связанные с изменением нефтевытесняющей способности пресной воды. В статье приведены результаты исследования коэффициента вытеснения нефти пресной воды на примере Приобского месторождения.

**Ключевые слова:** поддержание пластового давления, Приобское месторождение, обводненность, сеноманская вода, пресная вода, проницаемость пласта, нефтенасыщенность.

На начальных стадиях разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления возникает необходимость в дополнительных источниках водоснабжения, т.к. низкая обводненность добываемой продукции не позволяет обеспечить нужного объема подтоварной воды. В этой связи недропользователь, как правило, строит водозаборные скважины на водоносные пласты сеноманского яруса. В то же время при небольших объемах добываемой для закачки воды целесообразно использовать менее глубокие скважины, вскрывшие первые водоносные горизонты, обеспечивающие нужный

дебит водозаборных скважин. Однако 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.

Совместно со специалистами ОАО «СибНИИНП» и ООО «Грит» были про-

ведены исследования, направленные на оценку применимости пресной воды в смеси с подтоварной для ППД с точки зрения изменения коэффициента вытеснения.

На основании данных о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) образцов были сконструированы модели пласта проницаемостью 0,0042–0,008 мкм<sup>2</sup>, что достаточно близко к средней проницаемости пласта АС<sub>12</sub> Приобского месторождения (Южная лицензионная территория – ЮЛТ). Основные линейные и фильтрационно-емкостные параметры моделей пласта представлены в таблице 1.

Таблица 1. Основные характеристики моделей пористой среды ЮЛТ Приобского месторождения

Характеристика модели пласта					
Индекс модели пласта	ПС <sub>1</sub>	ПС <sub>2</sub>	ПС <sub>3</sub>	ПС <sub>4</sub>	ПС <sub>5</sub>
Длина пористой среды, м	0,1654	0,1651	0,1637	0,1635	0,1552
Диаметр пористой среды, м	0,0284	0,0284	0,0286	0,0284	0,0297
Проницаемость по газу, мкм <sup>2</sup>	0,00463	0,0046	0,00423	0,00426	0,00789
Пористость, %	16,6	16,97	16,26	16,8	17,60
Линейная скорость вытеснения, м/год	193,3	193,3	201	209,5	229
Содержание глинистых компонент, %	9,3–12,6				

Таблица 2. Физические свойства пластовой нефти пласта АС<sub>12</sub> и рекомбинированной пробы нефти

Параметры	Пластовая нефть (диапазон изменения)	Рекомбинированная проба нефти
Пластовое давление, МПа	27	27
Пластовая температура, °С	92	92
Давление насыщения газом, МПа	6,4–8,8	6,9
Плотность при P <sub>пл.</sub> , кг/м <sup>3</sup>	803–837	804
Вязкость при P <sub>пл.</sub> , мПа·с	1,10–1,94	1,58
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, д. ед.	1,105–1,193	1,19
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	44,5–55,8	45,1

В опытах использовалась рекомбинированная проба нефти, которая готовилась путем растворения соответствующих индивидуальных газов в дегазированной нефти. По своим физическим свойствам рекомбинированная проба нефти не отличается от свойств глубинных проб нефти (табл. 2).

С использованием ПС<sub>1</sub> была проведена фильтрация через модель пористой среды с начальной нефтенасыщенностью 0,715. При заводнении сеноманской водой коэффициент вытеснения составил 0,649, при остаточной нефтенасыщенности – 0,245. Динамика вытеснения нефти водой представлена на рисунке 1.

При последующей замене сеноманской воды на пресную при заводнении коэффициент вытеснения составил 0,699, при остаточной нефтенасыщенности – 0,215.

Таким образом, последующее вытеснение пресной водой позволяет существенно повысить коэффициент вытеснения и снизить остаточную нефтенасыщенность, т.е. после заводнения водой с высокой минерализацией (сеноманская, подтоварная вода) следует начинать заводнение водой с понижением минерализации. Очевидно, при таком последовательном заводнении со снижением минерализации происходит «отжим» остаточной нефти в результате эффекта набухания глин. То есть явление набухаемости глинистого цемента как способ регулирования заводнения может быть полезным при заводнении пресной водой или смесями на пресной воде после заводнения подтоварной или сеноманской водой и достижения обводненности добываемой продукции около 60%.

Для проверки влияния смеси пресной воды с сеноманской на нефтевытесняющие свойства было проведено вытеснение нефти водой на модели пласта ПС<sub>2</sub>, ПС<sub>3</sub> и ПС<sub>4</sub>.

Характеристики вытеснения нефти смесью пресной воды с сеноманской изменились по сравнению с фильтрацией сеноманской воды. Коэффициент вытеснения снизился до 0,635, а остаточная нефтенасыщенность увеличилась до 0,245, что свидетельствует о незначительном снижении нефтевытесняющей способности данной смеси – на 1%. Следовательно, применение воды такого состава существенно не снизит эффективность извлечения нефти.

Увеличение содержания пресной воды до 75% привело к дальнейшему снижению коэффициента вытеснения – 0,628 и увеличению остаточной нефтенасыщенности до значения 0,248.

Таким образом, использование в качестве нефтевытесняющего агента смеси, содержащей 25% сеноманской и 75% пресной воды, приведет к снижению коэффициента вытеснения на 2,2%. Применение воды такого состава возможно на завершающих этапах разработки участков заводнения, тем более учитывая эффект «отжима» остаточной нефти при изменении минерализации и набухании глинистого цемента. В таблице 3 приведены результаты определения нефтевытесняющих свойств смесей вод.

На рисунке 2 приведены результаты определения коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности при фильтрации вод различного состава, показывающие, что для заводнения продуктивных пластов ЮЛТ Приобского месторождения максимальное значение добавки пресной воды

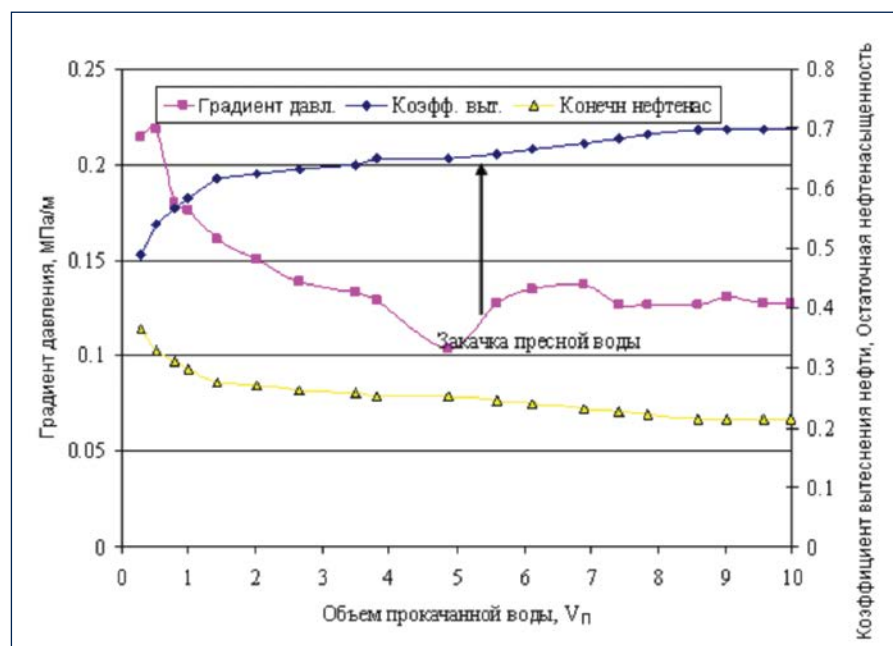


Рис. 1. Зависимость степени вытеснения нефти от объема прокачки

Таблица 3. Коэффициенты вытеснения нефти остаточной нефтенасыщенности (начальная нефтенасыщенность – 0,6545,  $t = 92$  °C)

Тип воды и соотношение		Коэффициент вытеснения нефти, $\beta_n$	Остаточная нефтенасыщенность, $\alpha_n$
Пресная – сеноманская	25:75	0,635	0,245
	75:25	0,628	0,248
Пресная – попутно добываемая	25:75	0,652	0,244
	75:25	0,630	0,248

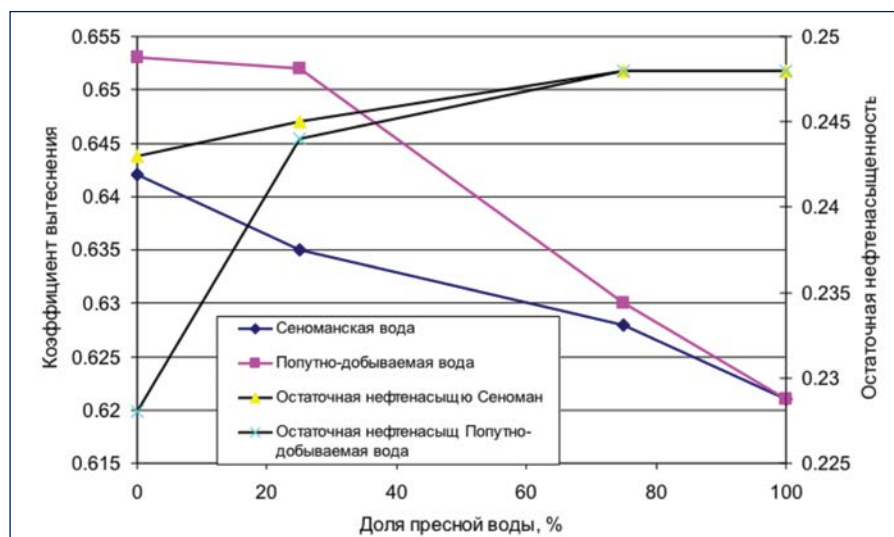


Рис. 2. Зависимость коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности от состава нагнетаемой воды

в сеноманскую не должно превышать 25–30%. Если это условие не соблюдается, нагнетательные скважины должны быть обработаны реагентами

– гидрофобизаторами или ингибиторами набухаемости глин. Использование пресной воды в чистом виде возможно на заключительной стадии разработки

при высоких значениях обводненности (более 60%). В этом случае пресная вода будет играть роль регулирующего фильтрацию вытесняющего агента. С особой осторожностью необходимо относиться к закачке пресной воды в зоны с пониженной начальной нефтенасыщенностью. В этом случае возможно отсекание значительных запасов нефти, которые впоследствии однозначно перейдут в категорию трудноизвлекаемых. Для зон с пониженной нефтенасыщенностью рекомендуется использовать смеси пресной воды с сеноманской или подтоварной водой с содержанием пресной воды до 20%.

### ВЫВОДЫ:

1. Заводнение с использованием пресной воды после заводнения сеноманской и подтоварной водой и роста обводненности до 60% позволяет увеличить коэффициент нефтевытеснения на 7%.
2. Добавка до 25–30% пресной воды к сеноманской и подтоварной (попутно добываемой) воде незначительно сказывается на процессе вытеснения нефти. Коэффициент вытеснения нефти водой, содержащей 20–30% пресной воды, снижается на 1–2%, что не может рассматриваться как решающее основание для отказа от использования пресной воды для целей ППД.

### 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»).

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

### Study of the water mixture flood displacement capability of various sources to maintain the formation pressure by the Priobskoye field case

*In order to maintain the formation pressure (MFP), formation water and the Cenomanian Stage water is generally used. However, with large flooding volume for MFP, the overlying formation water is used. In addition, there are concerns related to modification of the fresh water flood displacement capability. The article describes the analysis results as to the fresh water flood displacement efficiency by the Priobskoye field case.*

**Keywords:** formation pressure maintenance, Priobskoye field, watercut, Cenomanian water, fresh water, formation permeability, oil saturation.

### References:

1. Tekhnologicheskaya skhema razrabotki Priobskogo mestorozhdeniya (The process scheme of the Priobskoye field development) (North licensed area; South licensed area, Verkhneshapshinskoye and Sredneshapshinskoye fields) (NK Rosneft OJSC); NK Sibneft-Yugra LLC; NAK AKI-OTYR OJSC.



# Ощутите прогресс.

## Преимущества трубоукладчиков Liebherr:

- Мощная бесступенчатая гидростатическая трансмиссия
- Кабина повышенной комфортности и управление посредством джойстиков
- Высокий отклик и точная работа гидравлики
- Безопасность: защита кабины от опрокидывания в серийной комплектации



на правах рекламы

ЛИБЕХЕРР-РУСЛАНД ООО  
РФ, 121050, Москва, ул. 1-я Бординская, 5  
Москва: тел.: (495) 710 83 65, факс: 710 83 66  
РСК+: тел.: (495) 710 74 10, факс: 710 74 04  
Санкт-Петербург: тел.: (812) 602 09 01, факс: 602 09 02  
Краснодар: тел.: (861) 238 60 07, факс: 238 60 09  
Екатеринбург: тел.: (343) 345 70 50, факс: 345 70 52  
Новосибирск: тел.: (383) 230 10 40, факс: 230 10 41  
Кемерово: тел.: (3842) 34 59 00, факс: 34 64 65  
Хабаровск: тел.: (4212) 74 78 47, факс: 74 78 49  
\* - Ремонтно-складской комплекс  
E-mail: office.lru@liebherr.com  
www.facebook.com/LiebherrConstruction  
www.liebherr.ru

# ЛИБЕХЕРР

Группа компаний