

циновато-поровых коллекторов // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. – № 5. – С. 9–12.

6. Мирзаджанзаде А.Х. О теоретической схеме явления ухода раствора // ДАН АзССР. – 1953. – Т. 9. – № 4. – С. 203–205.

7. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984. – 208 с.

8. Гидродинамические особенности разработки слоистых пластов с проявлением начального градиента давления / Р.Ш. Мингареев, А.В. Валиханов, Г.Г. Вахитов, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.В. Зайцев, В.М. Ентов, В.И. Грайфер, Р.Н. Дияшев. – Казань: Татарское книжное изд-во. – 1972. – 162 с.

9. Владимиров И.В. Проблемы выработки запасов нефти из неоднородных по проницаемости коллекторов при их заводнении // Сб. науч. тр. / ВНИИнефть Вып. 144: Проблемы разработки месторождений с трудноизвлекаемы-

ми запасами нефти / ОАО "ВНИИнефть": под ред. Д.Ю. Крянева, С.А. Жданова. – М.: ОАО "ВНИИнефть", 2011. – 158 с.

10. MORE 6.7 Technical Reference. ROXAR, 2011. – 152 p.

11. Аржиловский А.В. Исследование выработки запасов нефти из залежи с учетом предельного градиента сдвига // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2012. – № 4. – С. 5–11.

12. Велиев М.М., Владимиров И.В. Влияние структурно-механических свойств нефти на выработку запасов из трещиновато-поровых коллекторов двойной пористости // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов: науч.-техн. журн. – Уфа: ИПТЭР, 2013. – Вып. 1 (91). – С. 5–13.

13. Лысенко В.Д., Буторин О.И. Временное методическое руководство по проектированию разработки месторождений аномальных нефтей / ТамНИПИнефть. – Бузульма, 1976. – 53 с.

УДК 622.276.21

ВЛИЯНИЕ ВОДОНАПОРНОГО РЕЖИМА НА ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

О.Н. Пичугин, П.Н. Соляной
(ЗАО "КОНКОРД", г. Москва)

Выбор стратегии разработки месторождений необходимо осуществлять на основе представлений о пласте как о сложной динамической системе, содержащей в себе природные элементы, которые изначально генетически определяют оптимальную технологическую схему разработки. При этом максимального эффекта можно достичь лишь при условии ориентации системы внешних воздействий на использование природного потенциала пластовой системы. В условиях разработки месторождений с высоковязкой нефтью (ВВН) этот "принцип айкидо" приобретает еще большее значение. Действительно, проблемы добычи легкой нефти в основном определяются геологическими факторами: литолого-фациальной неоднородностью, структурно-гравитационной изменчивостью, трещиноватостью, прерывистостью, наличием газодонефтяных зон и т. д. В случае тяжелой нефти, в дополнение к вышеперечисленным аспектам возникают проблемы устойчивости фронта вытеснения [1]: каналобразование и так называемые "вязкие пальцы", которые приводят к кинжальному обводнению скважин и характеризуются крайне низкой степенью прогнозируемости. Известно, что одним из факторов, существенно повышающих устойчивость вытеснения, является гравитация, стабилизирующая роль которой проявляется при реализации вертикального вытеснения нефти, например, за счет активности подошвенной воды.

Рассмотрим влияние водонапорного режима на эффективность разработки на примере одного из месторождений тяжелой нефти Западного Казахста-

на. На рис. 1 представлена динамика пластового давления и компенсации по основному эксплуатационному объекту месторождения. Из рис. 1 видно, что в период с 2007 по 2009 г. наблюдается стабилизация пластового давления на фоне низкой компенсации отборов закачкой (55...70 %). Очевидно, именно такое поведение кривой пластового давления М. Маскет в своей книге [2] охарактеризовал словами: "... во всех пластах с водонапорным режимом ... вначале должно наблюдаться некоторое падение давления для создания достаточной скорости поступления воды с целью задержки падения пластового давления и его полной конечной стабилизации". В этой же книге М. Маскет назвал такого рода стабилизацию пластового давления достаточным условием наличия водонапорного режима.

Понятно, что активность водоносного горизонта не может проявлять себя равномерно по всей залежи, поэтому следующим шагом анализа стала декомпозиция объекта разработки на участки, сформированные с учетом системы расстановки скважин и непроводящих разломов.

На рис. 2 представлена карта текущего КИН по элементам разработки основного объекта. Из карты видно, что текущий КИН по участкам имеет достаточно широкий диапазон изменения. В дальнейшем будет предпринята попытка найти связь текущего КИН по участкам с активностью водоносного горизонта.

Рассмотрим динамику фактического пластового давления по участку 7N (рис. 3).

Из рис. 3 видно, что в 2008–2009 гг. здесь также наблюдается стабилизация пластового давления при текущей компенсации на уровне 30 % в условиях растущего отбора жидкости. Заметим, что дальнейший значительный рост отборов в период 2009–2010 гг. обусловил резкое падение пластового давления на 8 атм. Очевидно, это объясняется тем, что питающий водоносный горизонт достиг ограничений по собственной продуктивности и не смог поддерживать пластовое давление на том уровне, который наблюдался в 2009 г. Аналогичная динамика наблюдается и по многим другим участкам.

Таким образом, характер поведения пластового давления как в целом по объекту, так и по отдельным участкам явно свидетельствует о проявлении водонапорного режима.

С целью получения количественной оценки активности водоносного горизонта был использован подход, описанный в работе [3]. Суть этого подхода состоит в идентификации параметров уравнения материального баланса, записанного в следующем виде:

$$V_{por} \cdot C \cdot (P^{n+1} - P^n) = (k \cdot W_I - W_p) \cdot B_w - N_p \cdot B_o + \gamma \cdot (P^{aq} - P^{n+1}),$$

где V_{por} – поровый объем; $C = \left(S_o \cdot C_o + S_w \cdot C_w + C_f \cdot \frac{1-m}{m} \right)$ – эффективная сжимаемость; P^n , P^{n+1} – давление на n , $(n + 1)$ шагах, соответственно; k – коэффициент потерь закачки (вычисляется); W_I – объем закачки за n год; W_p – объем добычи за n год; B_w – объемный коэффициент воды; N_p – объем добычи нефти за n год; γ – продуктивность пластовой воды, тыс. м³/МПа/год (вычисляется); P^{aq} – давление водоносного горизонта; S_o – средняя нефтенасыщенность порового объема; C_o – сжимаемость нефти; S_w – средняя водонасыщенность порового объема; C_w – сжимаемость воды; m – пористость.

Параметрическая идентификация осуществлялась путем минимизации квадрата отклонений расчетного пластового давления от фактического давления при варьировании коэффициентов уравнения C , k и γ . Здесь параметр k , имеющий диапазон изменения от 0 до 1, включен в модель с целью оценки потерь закачиваемой жидкости; γ – коэффициент, имеющий физический смысл продуктивности водоносного горизонта; C – коэффициент эффективной сжимаемости.

При использовании данного уравнения были приняты следующие упрощающие допущения:

- 1) давление водоносного горизонта принималось равным гидростатическому и считалось не зависящим от времени;
- 2) коэффициент потерь закачки принимался не зависящим от времени;
- 3) объемы перетоков пластовых флюидов между участками считались незначительными.

В итоге по всем участкам были получены коэффициенты полезной закачки и продуктивности во-

доносного горизонта. В качестве примера на рис. 4 представлены результаты применения описанного подхода для участков 26, 7N и 6151.

По участку 26 продуктивность водоносного горизонта составила 80 тыс. м³/год/МПа, а коэффициент полезной закачки – 1. По участку 7N продуктивность пластовой воды оказалась самой высокой – 110 тыс. м³/год/МПа, коэффициент полезной закачки – 0,7. Соответствующие показатели были получены по всем элементам разработки.

На рис. 5 представлена карта распределения накопленных объемов активной пластовой воды в долях от нефтенасыщенных поровых объемов участков. Отметим, что объем пластовой воды, затраченный на вытеснение нефти по участкам, был также рассчитан с использованием уравнения материального баланса. На первый взгляд результат оказался несколько неожиданным, так как более привычным выглядело бы распределение участков с повышенной активностью водоносного горизонта в непосредственной близости от внешнего контура ВНК. Однако детальный анализ гидрогеологических условий, а также сейсмогеологических особенностей строения пласта позволил удостовериться в непротиворечивости полученного результата.

Рассмотрим, как же влияет водоносный горизонт на эффективность выработки запасов. На рис. 6 представлена зависимость текущего КИН от доли нефтенасыщенного порового объема участка, замещенного подошвенной водой.

Из рис. 6 видно, что текущий КИН по участкам имеет прямую зависимость от доли нефтенасыщенного порового объема участка, замещенного подошвенной водой. Это свидетельствует о том, что водонапорный режим выработки запасов проявляет себя на данном объекте достаточно эффективно. Так, например, несколько участков с высокой активностью водоносного горизонта имеют текущий КИН более 15 %, что приближает их по степени эффективности к показателям разработки, характерным для месторождений легкой нефти.

Следует отметить, что значительная активность водоносного горизонта была зафиксирована как в зонах с высокой контактностью запасов, так и в областях, имеющих глинистые перемычки, отделяющие нефтенасыщенную часть пласта от водонасыщенной. Возможное объяснение данному факту дано в работе [4], где обосновывается возможность активного режима фильтрации минерализованной воды через глины. В частности, в данной статье авторы указывают на наличие связанной воды в глине, которая ведет себя аналогично неньютоновской жидкости, т. е. становится подвижной после достижения некоторого предельного градиента давления. Этот факт следует признать весьма важным для понимания механизма водонапорного режима, реализация которого контролируется перепадом давления между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями коллектора. В подтверждение этому рассмотрим рис. 7, где представлена осредненная по участкам зависимость текущего КИН от накопленной компенсации.

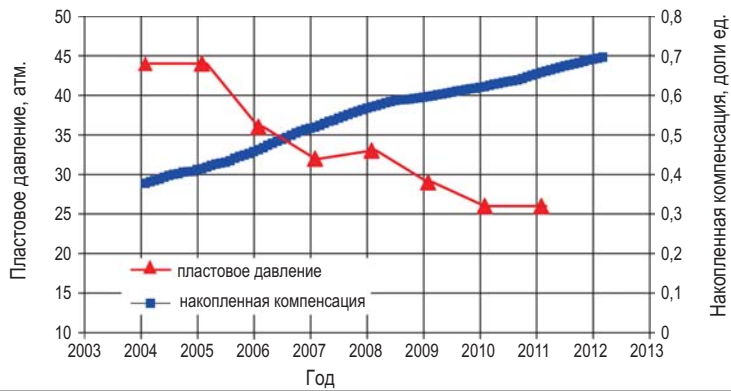


Рис. 1. Динамика пластового давления и компенсации по первому объекту

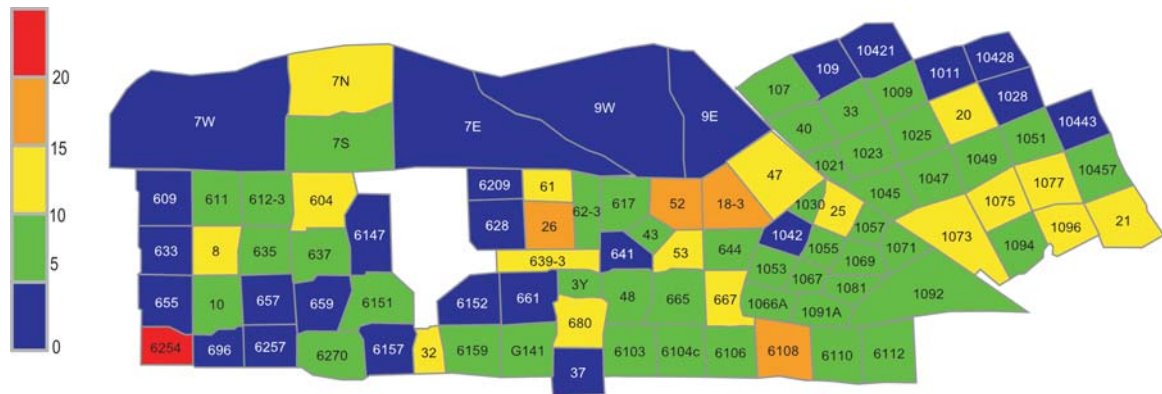


Рис. 2. Карта текущего КИН по участкам основного объекта по состоянию на декабрь 2012 г.

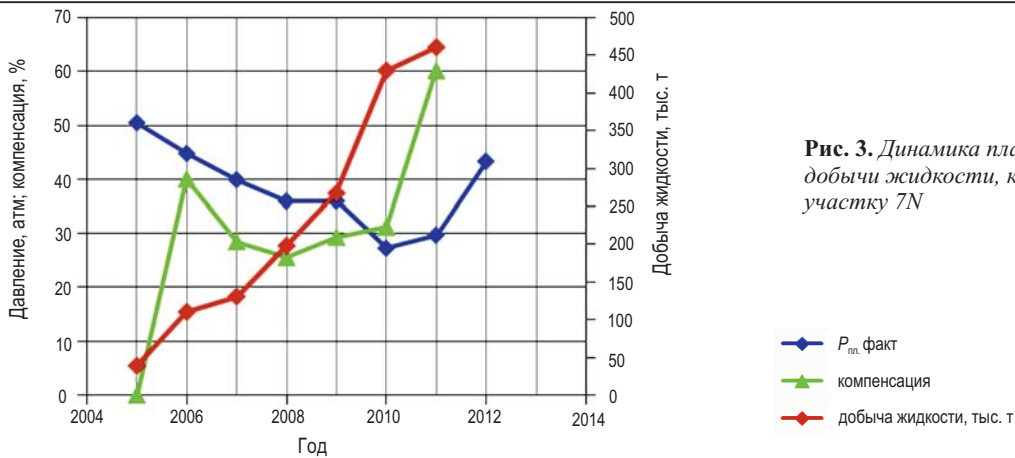


Рис. 3. Динамика пластового давления, добычи жидкости, компенсации по участку 7N

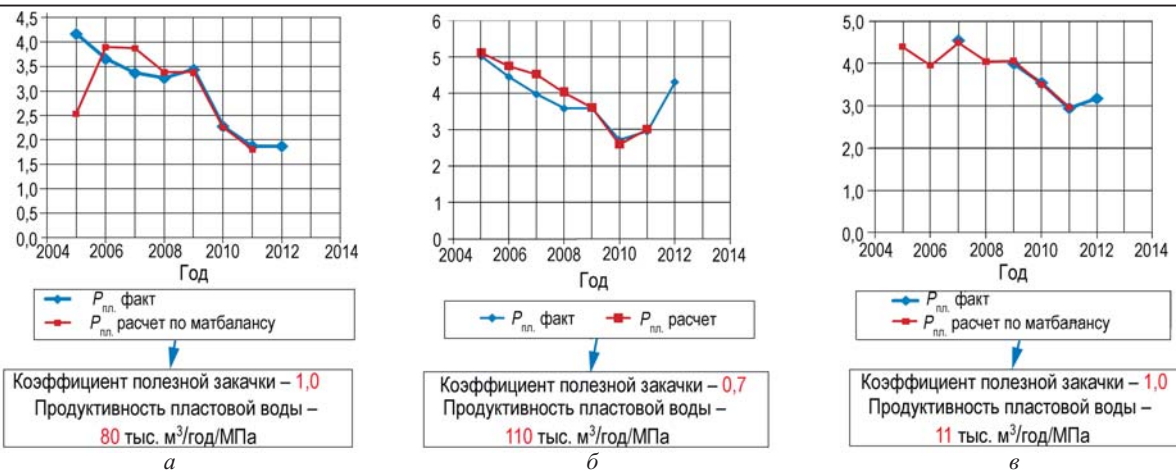


Рис. 4. Примеры решения обратной задачи с использованием уравнения материального баланса по участкам: 26 (а), 7N (б) и 6151 (в)

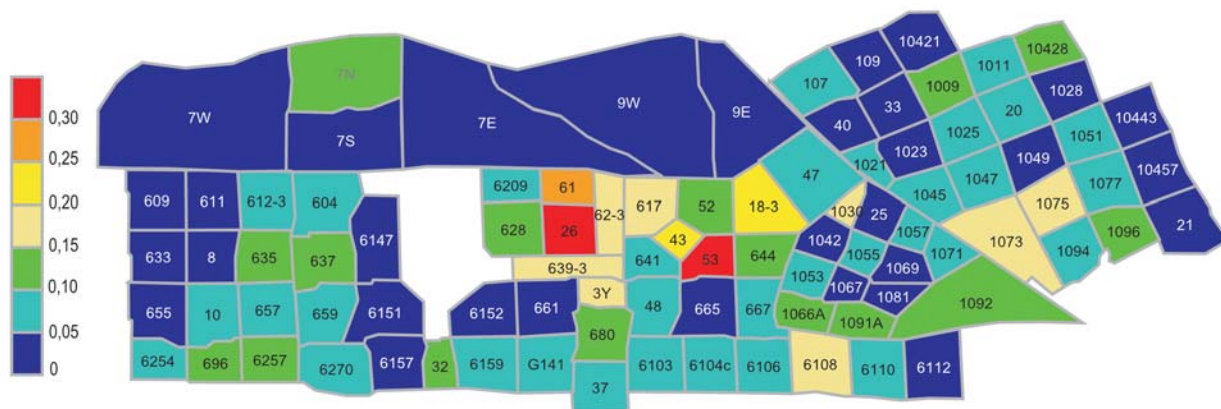


Рис. 5. Карта распределения долей нефтенасыщенных поровых объемов участков, замещенных подошвенной водой

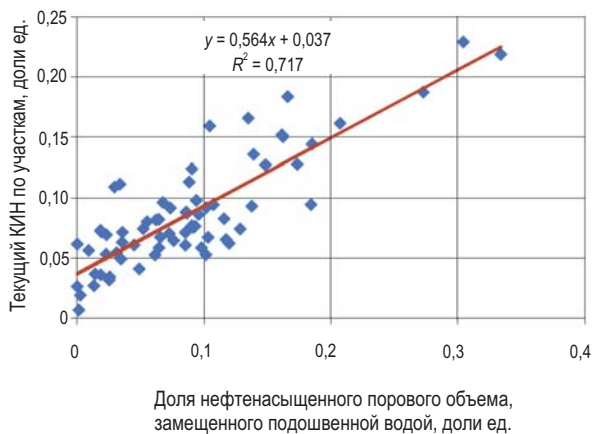


Рис. 6. Зависимость текущего КИН от доли нефтенасыщенного порового объема участка, замещенного подошвенной водой

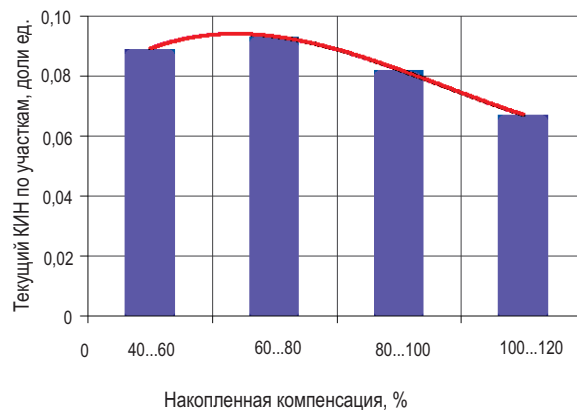


Рис. 7. Зависимость текущего КИН от накопленной компенсации по участкам

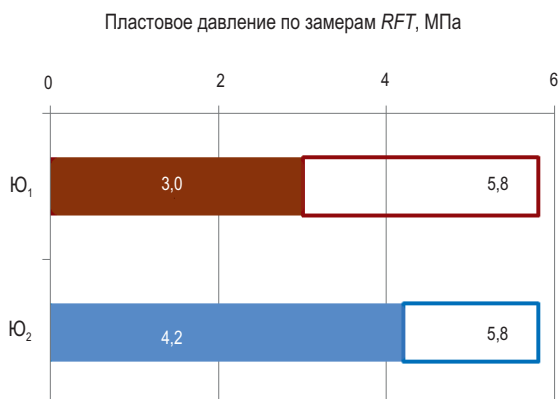


Рис. 8. Пластовое давление по данным исследования RFT

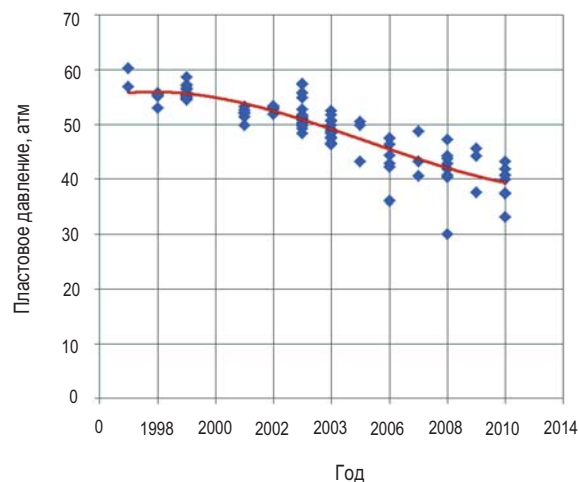


Рис. 9. Динамика среднего пластового давления в подстилающем водонасыщенном пласте

Хорошо видно, что участки с пониженной компенсацией имеют более высокие значения текущего КИН. Очевидно, это связано с тем, что для запуска и реализации механизма водонапорного режима необходим достаточно низкий уровень пластового давления, достижение которого возможно при условии определенной недокомпенсации.

Рассмотрим перепад пластового давления между водонасыщенным пластом и продуктивным коллектором на участке 26, где наблюдается высокая активность внешней пластовой воды. По данным замера на этом участке среднее пластовое давление в нефтенасыщенной части пласта соответствовало уровню 27,5 атм (приведенное к ВНК – 30,3 атм). При этом в ниже лежащей водонасыщенной зоне пластовое давление составляло 41,8 атм на ВНК (рис. 8).

Таким образом, разница пластовых давлений по соседним нефтеносному и водоносному горизонтам составляет ~12 атм, что обеспечивает градиент давления ~1 атм/м. Для сравнения, средний межскважинный градиент давления составляет ~0,1 атм/м. Наличие столь значительного межпластового градиента давлений, а также значительной площади контакта между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта обуславливает возможность вертикальной фильтрации воды через глинистые перемычки.

Кроме этого, приведенные на рис. 8 данные позволяют констатировать, что давление в водоносном пласте также снизилось на 16 атм относительно начального, что указывает на расход воды из водоносного пласта.

Рассмотрим динамику пластового давления в водонасыщенной части рассматриваемого объекта, полученную на основе данных *RFT*-исследований (рис. 9).

Видно, что среднее пластовое давление в подстилающем водонасыщенном пласте начинает активно снижаться с 2003 г. и достигает в 2012 г. значения ~40 атм. Таким образом, наблюдается падение пластового давления в среднем более чем на 15 атм относительно своего начального уровня, что свидетельствует об активном расходе воды из водонасы-

щенной части на поддержание пластового давления в зоне отборов.

Выводы

Из представленных результатов исследований следует:

1. В процессе эксплуатации объекта обнаружены явные признаки водонапорного режима выработки запасов, проявляющиеся в стабилизации пластового давления на участках в условиях существенной недокомпенсации, а также в снижении пластового давления в ниже лежащих водонасыщенных пластах.

2. Водонапорный режим эксплуатации месторождения с высоковязкой нефтью обуславливает высокую эффективность выработки запасов, в ряде случаев обеспечивая достижение уровней нефтеотдачи, характерных для месторождений с легкой нефтью.

3. Эффективность использования природного потенциала водонапорного режима определяется динамическим равновесием между темпами отбора жидкости и притока подошвенной воды в условиях стабилизации пластового давления.

Авторы выражают сердечную благодарность А.В. Горшкову за активное участие в обсуждении результатов и за конструктивную критику, благодаря которой работа обрела дополнительную глубину и убедительность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Peters Ekwere J., Flock Donald L. *The Onset of Instability During Two-Phase Immiscible Displacement in Porous Media // SPE of AIME, April, 1981. – P. 249–258.*
2. Маскет М. *Физические основы технологии добычи нефти. – М.: Государственное науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной лит-ры, 1953. – 607 с.*
3. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. *Моделирование процессов нефтегазодобычи. – М. – И.: Институт компьютерных исследований, 2008. – 368 с.*
4. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. *Проницаемость и фильтрация в глинах. – М.: Недра, 1986. – 161 с.*

УДК 622.276.43:678

ИЗУЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С СУПЕРКОЛЛЕКТОРОМ

И.В. Владимиров, Д.А. Дель Торо Фонсека, О.Н. Пичугин
(ЗАО "КОНКОРД", г. Москва)

Общие положения. Изучение выработки запасов нефти из неоднородных по проницаемости коллекторов, насыщенных вязкой и высоковязкой нефтью, приобрело в последнее время особую актуальность. Это связано, прежде всего, с очень низким коэффициентом нефтеотдачи таких залежей. Даже при высоких пористости и проницаемости

коллектора за счет большой разницы в подвижностях вытесняющего и вытесняемого агентов коэффициент заводнения остается низким [1].

Существующие технологии, применяемые для повышения нефтеотдачи залежей с вязкой и высоковязкой нефтью, можно условно разделить на 2 категории: