

ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ КАРБОНА

(на примере Степноозерского нефтяного месторождения)



Р. Н. Дияшев,
советник генерального директора,
проф., д-р техн. наук

ООО «ТНГ-Групп»
diyashev@tngf.tatneft.ru



Р. Ф. Гайнетдинов,
главный геолог

ОАО «Татнефтеотдача»



Р. Л. Рахимов,
начальник отдела геологии
и разработки месторождений
ОАО «Татнефтеотдача»

Степноозерское месторождение – одно из сложнейших среди мелких месторождений в отложениях карбона на территории Татарстана. Оно было открыто в 1967 г., введено в активную разработку с 1999 г. на основании проектного документа, принятого в 1997 г. Действующей технологической схемой (2001 г.) предусмотрено выделение ограниченного числа самостоятельных эксплуатационных объектов (двух при промышленной нефтеносности пяти), частичное применение горизонтального бурения и метода заводнения.

Первые же годы эксплуатации месторождения показали, что проектные показатели разработки не достигаются. В связи с этим председателем ЦКР Роснедра по Республике Татарстан Р. Х. Муслимовым перед недропользователями и проектировщиками была поставлена задача детально изучить месторождение и разработать рекомендации по коренному улучшению технологии его эксплуатации. Ниже приведены некоторые результаты выполненных исследований и возможные направления совершенствования разработки месторождения.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, залежи карбона, физическое и математическое моделирование, проектирование разработки, коэффициент вытеснения, коэффициент извлечения нефти, методы увеличения нефтеизвлечения.

Особенности горно-геологических условий Степноозерского месторождения

Нефтеносность Степноозерского месторождения связана с продуктивными пластами каширского, верейского горизонтов, башкирского яруса, бобриковского горизонта и турнейского яруса (рис. 1). На месторождении в пределах лицензионной зоны выделены 14 объектов подсчета запасов и выявлены 130 залежей нефти: каширский горизонт – 2 объекта и 16 залежей; верейский горизонт – 5 и 57; башкирский ярус – 1 и 11; бобриковский горизонт – 5 и 40; тур-

нейский ярус – 1 и 6. В настоящее время активно разрабатываются Маевское, Черноозерское, Степноозерское поднятия, содержащие основные запасы нефти (рис. 2). При этом 56 % запасов нефти связано с карбонатными коллекторами, 44 % – с терригенными. Диапазон изменения ФЕС и вязкости нефтей весьма широкий. Очевидно, что с применением только технологии заводнения эффективная разработка этих запасов не обеспечивается.

Более того, традиционная технология заводнения может оказаться вообще не приемлемой. Это видно из рис. 3, где приведены кривые накопленных распределений ряда параметров, построенные по данным успешно реализованных зарубежных проектов [1] с различными методами увеличения коэффициента нефтеизвлечения, а также по продуктивным отложениям карбона месторождений Республики Татарстан и по Степноозерскому месторождению [2].

Анализ рис. 3 показывает, что газовые методы успешно применяются при относительно низких значениях пористости и проницаемости коллекторов, для более легких и маловязких нефтей. Ограничения по глубинам залежей практически отсутствуют. В чистом виде газовые методы на месторождениях Татарстана, особенно на Степноозерском, не применимы. Достаточно узка также область применения проектов с закачкой полимерных растворов. Свойства коллекторов и нефтей месторождений Татарстана, в том числе Степноозерского, существенно отличаются от принятых в успешно реализованных проектах [1]. В широком диапазоне изменения параметров пластов применяются тепловые методы воздействия, причем преимущественно для более плотных и вязких нефтей. По этим показателям на Степноозерском нефтяном месторождении тепловые методы представляются наиболее приемлемыми. Даже по глубинам залегания более 70 % объектов на Степноозерском месторождении попадают в интервал глубин для успешных проектов. Однако данные по такому важному параметру, как толщина пласта, отсутствуют, хотя этот параметр может оказаться решающим при выборе метода теплового воздействия. Пересечения кривых распределения

РАЦИОНАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

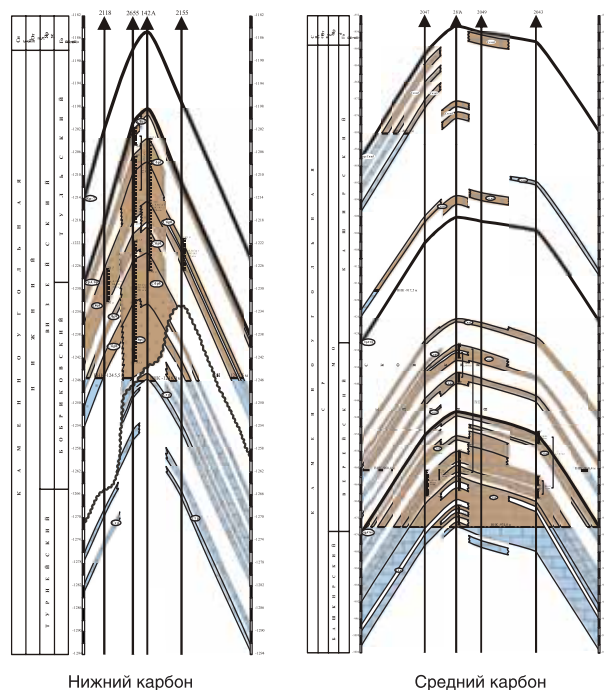


Рис. 1. Степноозерское месторождение: схематический геологический профиль

параметров для Степноозерского месторождения с кривыми, характеризующими мировой опыт, свидетельствуют о принципиальной возможности применения ряда зарубежных технологий на некоторых залежах и поднятиях Степноозерского месторождения, естественно, при выполнении специальных исследований для их адаптации.

О коэффициентах вытеснения и извлечения нефти при заводнении

Анализ разработки Степноозерского месторождения позволил обобщить данные по определению коэффициента вытеснения (см. таблицу). Из таблицы видно, что, во-первых, значения $K_{\text{выт}}$ водой, определенные разными методами, достаточно низки и относительно близки между собой; во-вторых, они мало отличаются для разных отложений, хотя нефти по вязкости отличаются значительно и коллекторы разные. Поэтому значения $K_{\text{выт}}$ надо рассматривать, скорее всего, как оценочные, причем оптимистичные, учитывая высокую вязкость нефти (см. рис. 3)

В таблице также приведены принятые в действующих документах значения коэффициентов нефтеизвлечения по Степноозерскому месторождению. Коэффициент нефтеизвлечения в целом по месторождению определен равным 0,129, т. е. требуются принципиально новые технологии для повышения эффективности его разработки. На рис. 4 показаны зависимости $K_{\text{выт}}$ от отношения коэффициента проницаемости пласта k к вязкости нефти μ , полученные по результатам лабораторных опытов на керне при вытеснении нефтей водопроводной водой для продуктивных отложений 11 мелких месторождений Татарстана [3]. Несмотря на разброс экспериментальных точек с увеличением отношения k/μ проявляется тенден-

ция к росту $K_{\text{выт}}$. На рисунке выделяются области для терригенных (I) и карбонатных (II) коллекторов. По Степноозерскому месторождению значения $K_{\text{выт}}$, как и параметра k/μ , более низкие (область III). Напомним, что при реальных соотношениях вязкости нефти и воды ожидать сколько-нибудь приемлемых коэффициентов охвата также не приходится.

Поиск направлений повышения коэффициента нефтеизвлечения

Убедившись, что традиционными методами заводнения существенно увеличить коэффициент нефтеизвлечения не удастся, проектировщики оказались в сложной ситуации: в сжатые сроки необходимо было обосновать применение таких технологий, которые можно было бы немедленно использовать при составлении следующего проектного документа. Для решения этой задачи был детально изучен большой объем специальной литературы, проведен семинар, где были заслушаны доклады специалистов о готовых на сегодняшний день технологиях, которые можно быстро адаптировать к условиям Степноозерского нефтяного месторождения. Акцент был сделан в пользу комплексных технологий, включающих элементы теплового или газового воздействия в сочетании с волновыми воздействиями и/или закачкой жидких реагентов. С позиции технологичности и изученности для широкомасштабного применения в пределах отдельных поднятий или их групп были выбраны следующие направления:

- ◆ циклическая и площадная закачка теплоносителей;
- ◆ технологии термоволнового воздействия;

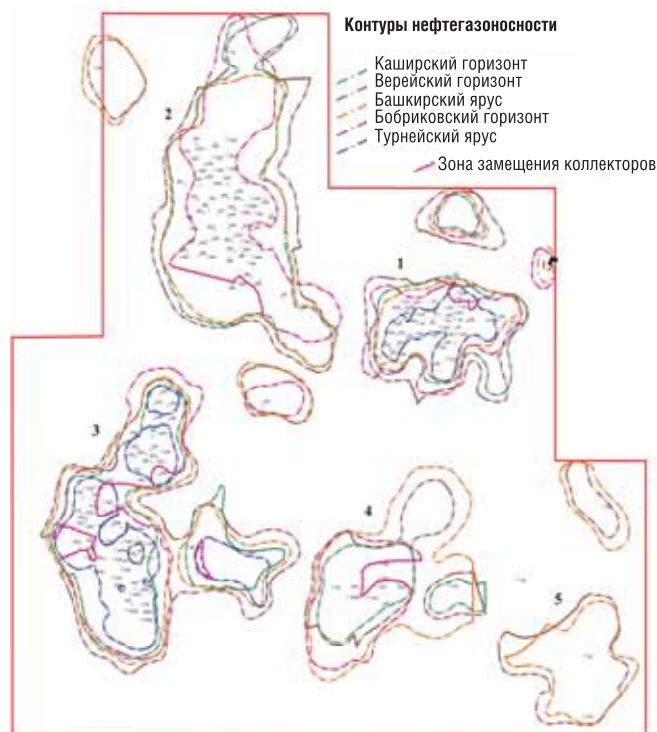


Рис. 2. Карта совмещенных контуров. Основные разрабатываемые поднятия: 1 – Маевское; 2 – Черноозерское; 3 – Степноозерское и Западно-Аксумлинское; 4 – Аксумлинское; 5 – Максютинское

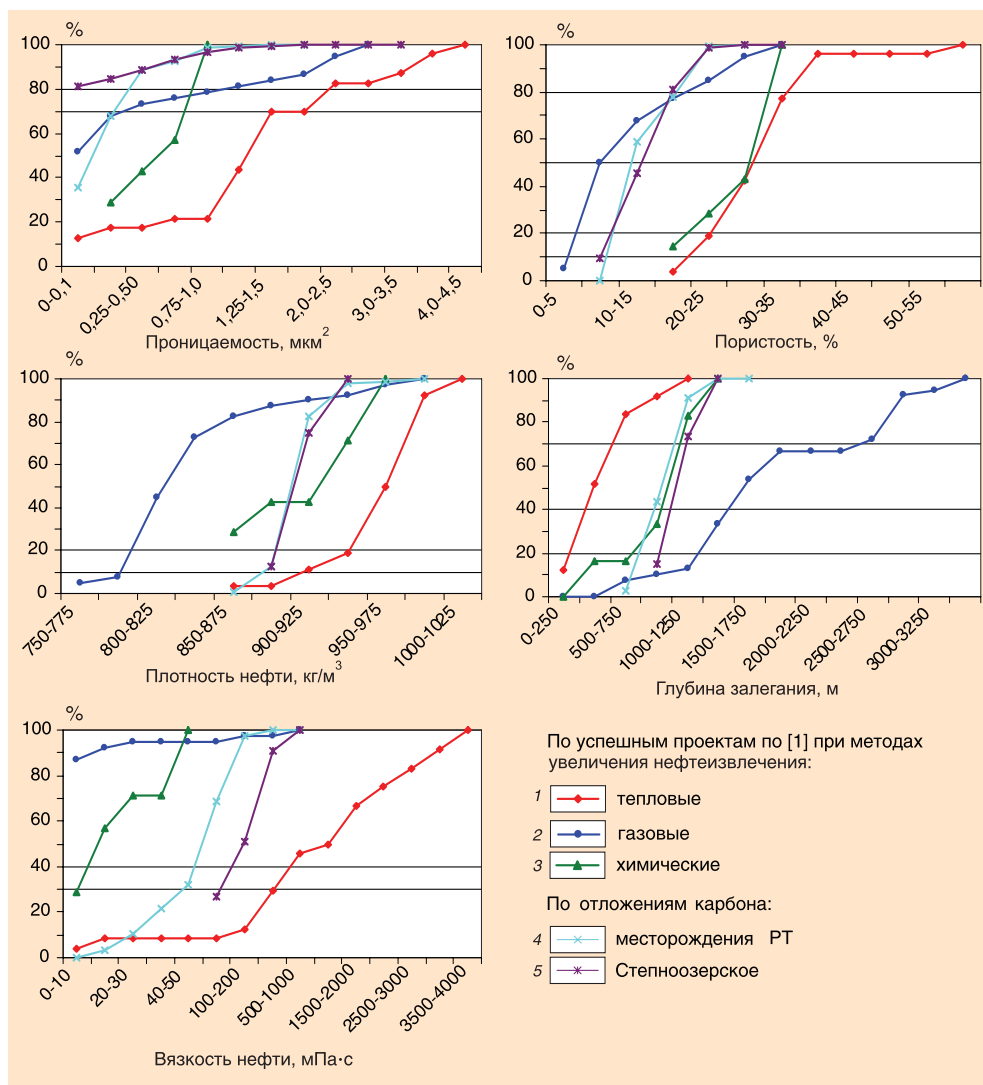


Рис. 3. Графики накопленного распределения параметров коллекторов и нефти:
 1, 2, 3 – с использованием, соответственно, тепловых, газовых, химических МУН (по данным работы [1]);
 4, 5 – по отложениям карбона, соответственно, месторождений Республики Татарстан и Степноозерского месторождения

- ◆ волновая технология закачки пара;
- ◆ технология термогазового воздействия;
- ◆ виброрейсмическое воздействие в сочетании с межконтурным (между залежами) заводнением;
- ◆ технологии внутрипластового горения;
- ◆ термогазовое воздействие газами ПГУ (подземная газификация углей).

Также рекомендовались к применению испытанные на различных месторождениях и зарекомендовавшие себя как успешные методы обработки призабойной зоны скважины, в том числе дилатационно-волновое, упругое резонансное, термоимпульсионное, гидроакустическое воздействие; электронагрев призабойной зоны пласта; применение реагентов класса СНПХ, растворителей АСПО, кислотосодержащих композиций и др.

В ходе последующих обсуждений у сопредседателя ЦКР по Республике Татарстан ряд направлений отклонили сразу, учитывая недостаточную степень готовности или из-за нереальности внедрения в масштабах одного недро-

пользователя. Далее для условий Степноозерского месторождения было обосновано применение водогазового воздействия и щелочного заводнения. Было выполнено численное моделирование процессов при закачке теплоносителей (Л. М. Рузин, Н. А. Петров, г. Ухта), физическое моделирование при водогазовом воздействии, щелочном заводнении (А. Г. Телин, Г. Н. Пияков, А. К. Макастров и др., г. Уфа), а также численное моделирование группы залежей, объединенных единым гидродинамическим бассейном (А. Н. Чекалин, А. А. Савельев, М. Г. Храмченков, г. Казань; Ю. Н. Дерюгин, И. Н. Павлуша и др., г. Саров). Испытаны в ряде скважин технологии дилатационно-волнового воздействия (Ю. С. Ащепков, г. Москва), электронагрева призабойной зоны скважин (М. Ф. Вахитов, г. Уфа) и др. В процессе выполнения работ выявились острый дефицит или полное отсутствие лабораторной экспериментальной базы для изучения таких важнейших методов извлечения высоковязких и тяжелых нефтей, как тепловые (закачка теплоносителей, внутрипластовое горение).

Результаты исследований и обоснование технологий для использования в проектом документе

Ниже кратко описаны некоторые результаты выполненных исследований.

1. Комплекс исследований нефтей каширского, верейского, башкирского и бобриковского отложений Степноозерского месторождения позволил определить их товарные свойства, показатели активности при взаимодействии с закачиваемыми в пласт реагентами, а также реологические характеристики. Нефти являются неньютоновскими, высокосернистыми, слабокислыми: рН изменяется в пределах от 4,4 до 6,6 и 7,3 по разным скважинам. Кислотное число изменяется в пределах 0,07–0,14. Это значит, что применение, например, относительно дешевого реагента – щелочи – может оказаться недостаточно эффективным без добавок растворов ПАВ и ПАА. Относительно высокое содержание ионов жестких солей кальция и магния в со-

РАЦИОНАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

стве горных пород и пластовых вод также может сыграть негативную роль при реализации технологии щелочного заводнения [5].

2. Газовое воздействие существенно улучшает свойства нефти. Так, при содержании газа в смеси 40–42 % вязкость ненасыщенных нефтей башкирского и бобриковского отложений уменьшается более чем в 4 раза, объемный коэффициент увеличивается в 1,1 раза. По результатам физического моделирования $K_{\text{выт}}$ нефтей башкирского и бобриковского отложений водогазовыми составами составляет 0,654 и 0,733, что выше по сравнению с $K_{\text{выт}}$ водой на 0,22–0,27 и 0,15–0,20 [5].

3. Комплексные лабораторные исследования на физических моделях по вытеснению нефтей башкирских отложений при различных схемах щелочного воздействия показали, что прирост $K_{\text{выт}}$ за счет закачки 4 %-ного раствора щелочи составил около 2,5 % с последующим приростом еще на 4,8 % при переходе на закачку пресной воды. При закачке раствора щелочи в нефтенасыщенную модель $K_{\text{выт}} = 0,466$, при вытеснении пресной водой $K_{\text{выт}} = 0,394$. Заметим, что по другим источникам $K_{\text{выт}}$ водой оценивался в 0,31–0,38, поэтому полученный в экспериментах прирост может рассматриваться как нижняя оценка [5].

4. Достаточно подробно рассмотрены вопросы технического и технологического обеспечения методов водогазового и щелочного воздействия.

5. Применительно к участку Маевского поднятия, где горно-геологические условия бобриковских отложений удовлетворяют критерию применения методов закачки теплоносителей, построена геолого-гидродинамическая модель, выполнены расчеты технологических показателей разработки с использованием программного комплекса CMG, включающего термический модуль STARS, расчеты технологических показателей разработки. Изучены также техника и технология реализации метода закачки пара, сделаны экономические оценки. Результаты достаточно привлекательны, однако масштабы применения технологии ограничивают горно-геологические условия (большие глубины, малые нефтенасыщенные толщины пластов). На элементах, где технология закачки пара будет реализована, коэффициент нефтеизвлечения составит 36,2 % по сравнению с 18,5 % при стандартной технологии заводнения [4].

6. Построена геолого-гидродинамическая модель для части лицензионной территории, включающей Степноозерское, Западно-Аксумлинское, Маевское, Аксумлинское и Якушкинское поднятия. Моделирование выполнено для верейских отложений по специальной программе, предусматривающей различные сетки для участков между поднятиями и на самих поднятиях, с учетом неьютоновских свойств нефтей и применения технологии межконтурного заводнения. Результаты указывают на

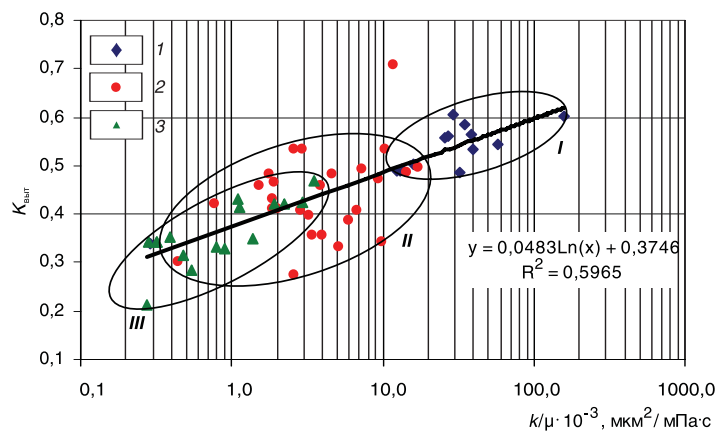


Рис. 4. Зависимость коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ от параметра k/μ : 1, 2 – по 11 месторождениям РТ, соответственно, с терригенными и карбонатными коллекторами; 3 – по Степноозерскому месторождению

принципиальную возможность разработки по предложенной технологии. По выделенным трем поднятиям прогнозные коэффициенты нефтеизвлечения могут составлять 26; 33 и 26 % [4]. Для сравнения: при традиционной технологии заводнения средний утвержденный коэффициент нефтеизвлечения по верейским отложениям равен 17,6 %.

Геолого-геофизические исследования, в том числе 2D и 3D-сейсмика, результаты физического и математического моделирования убеждают, что показатели разработки Степноозерского месторождения могут быть заметно улучшены. Так, средний коэффициент нефтеизвлечения по месторождению может быть увеличен с 0,129 до 0,244, т. е. почти на 90 %. Однако необходимо подчеркнуть, что выполненный объем исследований явно недостаточен, а ряд перспективных для высоковязких и тяжелых нефтей технологий не исследован вообще (методы внутрипластового горения, использование газов подземной газификации углей др.), поэтому начатые исследования следует продолжить.

Заключение

При постановке работ по Степноозерскому нефтяному месторождению было известно, что свойства коллекторов и пластовых нефтей, принятые в проекте, не подтверждаются, а уровень добычи обеспечивается только благодаря опережающему разбуриванию бобриковских отложений.

Сопоставление значений коэффициентов $K_{\text{выт}}$, полученных физическим и гидродинамическим моделированием и по обобщенной эмпирической зависимости

Продуктивные отложения	Коэффициент $K_{\text{выт}}$, доли ед.			КИН, доли ед.	
	по лабораторным исследованиям керна (ТСР, 2001 г.)	по гидродинамическому моделированию (ТСР, 2001 г.)	по эмпирической зависимости [3]	утв. ГКЗ (1993 г.)	по анализу (2005 г.)
Каширские	0,360	0,400	0,347	0,120	0,120
Верейские	0,378	0,380	0,410	0,150	0,176
Башкирские	0,381	0,310	0,345	0,080	0,105
Бобриковские	0,574	0,378	0,422	0,160	0,185
Турнейские	0,322	0,330	0,322	0,110	0,110

Первые же исследования по уточнению геологического строения месторождения с выделением угольных пластов (с целью их последующей подземной газификации и использования газов для вытеснения нефти) и анализ состояния разработки показали, что запроектированная система разработки не адекватна сложности объекта, стандартные методы заводнения практически не приемлемы.

С привлечением специалистов из различных организаций Бугульмы, Казани, Сарова, Уфы, Ухты удалось получить первые результаты не типичных для высоковязких и тяжелых нефтей исследований методами физического и математического моделирования, которые уже используются при выполнении работ по ТЭО КИН. В составе планируемых мероприятий паротепловые и водогазовые методы воздействия, щелочное заводнение, межконтурное заводнение в сочетании с вибросейсмическим воздействием, применение оборудования для одновременно-раздельной закачки и добычи, бурение боковых стволов и ряд технологий по ОПЗ. Судя по опубликованным работам, наиболее перспективным может оказаться пароциклическое воздействие с использованием передвижных парогенераторов, нескольких комплектов термоизолированных труб, термостойких устьевого и пакерного оборудования, с проведением по скважинам поочередно до 3–4 циклов и переходом при достижении обводненности продукции 70–75 % на площадные методы воздействия (закачка пара, щелочных растворов, в том числе в сочетании с вибросейсмическими методами воздействия). Такая технология может обеспечить получение немедленного эффекта, поскольку может применяться на уже пробуренном фонде скважин.

Недостатком в организации работ является неполный охват исследованиями всех продуктивных отложений и поднятий месторождения и использование полученных в

Probable ways for Carboniferous deposit development (Stepnoozerskoe oilfield case-study)

R. N. Diyashev, OOO TNG-Group

R. L. Rakhimov, R. F. Gainetdinov, OAO Tatnefteotdacha

Stepnoozerskoe oilfield is among small fields occurring in Carboniferous deposits of Tatarstan with the most unfavourable geological conditions. The currently applicable development plan (2001) envisages the identification of a limited number of independent mining operations, partial application of horizontal drilling and reservoir flooding method. The first years of the field development have shown that the planned development targets are not achievable. The article describes some outputs of the research into the problem and probable ways for the improvement of deposit development.

Key words: oil field development, Carboniferous deposits, physical and mathematical modeling, planning of mining operations, displacement efficiency, oil recovery factor, methods for the enhancement of oil recovery.

ограниченных объемах результатов физического и математического моделирования в проектных документах на все месторождение. К сожалению, не соблюдается и общепринятая последовательность передачи результатов лабораторных и теоретических исследований в промышленное внедрение, которая предполагает опытные работы на одной скважине, опытно-промышленные работы на элементе с 2–3 скважинами при небольшом расстоянии между ними для ускоренного получения результатов и, наконец, работы на системе скважин с расстояниями между ними, соответствующими проектируемым при промышленном разбуривании месторождения.

С началом активного ввода в разработку мелких нефтяных месторождений с высоковязкими и тяжелыми нефтями должно стать системой предварительное проведение для них комплекса анализов и исследований по физическому и математическому моделированию процессов добычи отличными от стандартного заводнения методами. ■

Список литературы

1. *Oil & Gas Journal*. 2008. Apr. 21. С. 47–59.
2. *Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений* / Под ред. Р. Х. Муслимова. Казань: Фэн, 2007. = *Oil and gas occurrence in the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields* / Under the Editorship of R. Kh. Muslimov. Kazan: Fen Publishers, 2007 (in Russian).
3. Бакиров А. И., Бакиров И. М. О коэффициенте вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2006. № 3. = А. И. Bakirov, I. M. Bakirov. About the displacement factor. // *Neftyanoe Khozyaistvo Magazine*, 2006, № 3.
4. *Предпроектные исследования с целью технико-экономической оценки потенциально перспективных технологий для промышленного внедрения на Степноозерском нефтяном месторождении: Отчет ВКРО РАЕН* / Дияшев Р. Н. [и др.]. Бугульма, 2009. = *Scoping studies aimed at the feasibility assessment of potentially promising technologies for commercial application at Stepnogorskoe oil field: VKRO RAEN Report* / R. N. Diyashev [et al.]. Bugulma, 2009 (in Russian).
5. *Научно-методическое обоснование перспективных технологий повышения нефтеизвлечения пластов на Степноозерском месторождении: Отчет ВКРО РАЕН* / Дияшев Р. Н. [и др.]. Бугульма, 2009. = *Scientific and methodological grounding of promising technologies aimed at the enhancement of oil recovery from reservoirs of Stepnogorskoe oil field: VKRO RAEN Report* / R. N. Diyashev [et al.]. Bugulma, 2009 (in Russian).