

УДК 622.276.6

## **ЗАЛЕЖИ НЕФТИ В НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ – КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБОСНОВАНИЮ СИСТЕМ И ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ**

Котенёв А.Ю.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа  
e-mail: koteniov@mail.ru*

**Аннотация.** *Проведено детальное изучение геолого-физических и геолого-технологических особенностей строения и состояния разработки ряда нефтяных месторождений Пермско-Башкирского свода. Анализ данных позволил выполнить математическое моделирование процесса вытеснения нефти в неоднородных коллекторах, а также экспериментальные исследования по разработке адаптированных технологий и рекомендаций для увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока продуктивных пластов.*

**Ключевые слова:** *трудноизвлекаемые запасы, нефтенасыщенность, призабойная зона, водоприток, пропласток, интенсификация добычи*

Геолого-технологическое обоснование повышения эффективности выработки запасов нефти в залежах с неоднородным типом коллектора связано с применением избирательных систем воздействия на основе новых разработанных методических подходов. Основные задачи данного направления могут быть сведены к детальному, всестороннему и комплексному исследованию и анализу. Среди приоритетных этапов можно выделить:

- анализ структуры запасов нефти с дифференциацией на активные и трудноизвлекаемые с учетом геолого-физических и геолого-технологических критериев исследуемого (анализируемого) района;
- систематизация и кластеризация основных эксплуатационных объектов по геолого-физическим и физико-химическим параметрам пластовых систем;
- детальный геолого-технологический анализ разработки наиболее характерных эксплуатационных объектов с целью выделения геолого-технологических особенностей, оказывающих влияние на изменение динамики основных технологических показателей;
- математическое и геолого-статистическое моделирование процесса нефтеизвлечения с критериальной оценкой влияния различных геолого-технологических параметров на эффективность разработки продуктивных пластов;
- экспериментальные исследования с целью подбора оптимальных химических составов и оценки успешности их воздействия на продуктивный пласт.
- разработка новых физико-химических систем воздействия, адаптированных к конкретным геолого-физическим, физико-химическим и технологическим условиям продуктивных пластов.

Представленный комплекс задач был решен для месторождений нефти Пермско-Башкирского свода. По исследуемому региону накоплен значительный объем геолого-технологической информации. Геолого-физические и физико-химические параметры продуктивных пластов, а также динамика основных технологических показателей имеют значительную вариацию. Кроме этого, на месторождениях Пермско-Башкирского свода испытывались различные методы и технологии, направленные на увеличение нефтедачи пластов и интенсификацию добычи нефти. Следует отметить и то, что значительные промышленные запасы нефти центральной и северо-восточной части Волго-Уральской провинции расположены в пределах Пермско-Башкирского свода (ПБС). В общем объеме указанного региона, доля начальных геологических и извлекаемых запасов ПБС составляет, соответственно, 16 % и 14 %. В пределах границ рассматриваемого структурно-тектонического элемента разрабатывается 81 нефтяное, нефтегазовое и газовое месторождения, в том числе такие крупные, как Кокуйское, Красноярско-Куединское, Павловское, Четырманское, Шагиртско-Гожанское, Югомашевское.

Крупные месторождения Пермско-Башкирского свода характеризуются неравномерной выработкой запасов нефти. Большинство залежей приурочено к терригенной толще нижнего карбона. Остаточные запасы в таких залежах относятся к категории трудноизвлекаемых и сосредоточены в «ловушках», приуроченных к кровельной части локальных поднятий высокопродуктивных горизонтов и линз. Кроме того, большинство залежей нефти среднего и нижнего карбона имеют обширную водонефтяную зону.

Анализ структуры запасов нефти Пермско-Башкирского свода показал, что больше половины запасов в терригенных коллекторах – 56 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) отнесены к трудноизвлекаемым (табл. 1). Около 55 % трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) сосредоточено в пластах с нефтенасыщенной толщиной менее 2 м. В низкопроницаемых коллекторах содержится 31 % НИЗ от всех ТрИЗ. Нефти с вязкостью более 30 мПа·с составляют четвертую часть трудноизвлекаемых запасов в группе начальных геологических. Выработанность начальных геологических запасов (НГЗ) и начальных извлекаемых запасов составляет 50 % и 41 % от ТрИЗ, соответственно. Трудноизвлекаемые запасы, приуроченные к карбонатным коллекторам, имеют значительную долю (68 % от НГЗ и 72 % от НИЗ) в структуре общих запасов. Практически все ТрИЗ содержатся в пластах с толщиной менее 2 м, также значительна доля ТрИЗ в низкопроницаемых коллекторах (46 %). Запасы высоковязких нефтей составляют 12 % от НГЗ и 8 % от НИЗ. Около 48 % ТрИЗ – это запасы объектов, по которым отобрано нефти более 70 % (от НИЗ). В пределах Пермско-Башкирского свода встречаются залежи нефти, которые характеризуются нефтенасыщенностью менее 55 %, пористостью менее 8 % и пластовой температурой менее 20 °С.

Таблица 1. Структура и степень выработанности запасов месторождений Пермско-Башкирского свода

| Критерии выделения ТрИЗ                                 | Группа запасов | Доля ТрИЗ, % |
|---|----------------|--------------|
| <b>Продуктивные отложения в терригенных коллекторах</b> |                |              |
| Всего, %  | НГЗ            | 58           |
|   | НИЗ            | 56           |
| Коллектора с эффективной нефтенасыщенной толщиной < 2 м | НГЗ            | 41           |
|   | НИЗ            | 55           |
| Коллектора с пористостью < 8 %                          | НГЗ            | 0,1          |
|   | НИЗ            | 0,1          |
| Коллектора с проницаемостью < 0,03 мкм <sup>2</sup>     | НГЗ            | 23           |
|   | НИЗ            | 31           |
| Коллектора с вязкостью нефти > 30 мПа·с                 | НГЗ            | 25           |
|   | НИЗ            | 12           |
| Коллектора с температурой < 20 °С                       | НГЗ            | 3            |
|   | НИЗ            | 2            |
| Коллектора с КИЗ > 70 %                                 | НГЗ            | 50           |
|   | НИЗ            | 41           |
| <b>Продуктивные отложения в карбонатных коллекторах</b> |                |              |
| Всего, %  | НГЗ            | 68           |
|   | НИЗ            | 72           |
| Коллектора с эффективной нефтенасыщенной толщиной < 4 м | НГЗ            | 91           |
|   | НИЗ            | 99           |
| Коллектора с пористостью < 8 %                          | НГЗ            | 5            |
|   | НИЗ            | 2            |
| Коллектора с коэффициентом нефтенасыщенности < 55 %     | НГЗ            | 6            |
|   | НИЗ            | 3            |
| Коллектора с проницаемостью < 0,03 мкм <sup>2</sup>     | НГЗ            | 46           |
|   | НИЗ            | 46           |
| Коллектора с вязкостью нефти > 30 мПа·с                 | НГЗ            | 12           |
|   | НИЗ            | 8            |
| Коллектора с температурой < 20 °С                       | НГЗ            | 15           |
|   | НИЗ            | 9            |
| Коллектора с КИЗ > 70 %                                 | НГЗ            | 36           |
|   | НИЗ            | 48           |

Таким образом, основную долю трудноизвлекаемых запасов по Пермско-Башкирскому своду составляют залежи, характеризующиеся малой нефтенасыщенной толщиной, низкими значениями коэффициента проницаемости, нефтью высокой вязкости и коэффициентом использования запасов (КИЗ) более 70 %.

Обобщение, систематизация и, как следствие, возможная кластеризация эксплуатационных объектов месторождений по геолого-физическим и физико-химическим параметрам пластовых систем позволяют обоснованно и оперативно выделять в группы схожие объекты разработки и уже в конкретных группах выявлять технологии разработки залежей, которые были успешно реализованы. Данная задача может быть решена с использованием статистических методов обработки данных. Идентификация объектов одного иерархического уровня решается с использованием различных методов математической статистики. Широкое использование получили дисперсионный и кластерный анализы, метод главных компонент (МГК), метод группового учета аргументов, искусственные нейронные сети (ИНС) и т.д. Проведенная с помощью ИНС классификация продуктивных объектов позволила определить, что наиболее представительными являются Красноярсско-Куединское и Югомашевское месторождения, которые приняты как объект-полигон.

Основными продуктивными пластами разработки рассматриваемого объекта-полигона являются залежи нефти башкирского яруса и яснополянского горизонта. Анализ данных, показывает, что основные запасы и основная выработка ведется из продуктивных пластов яснополянского надгоризонта (Тл2-а, Тл2-б, Бб1, Бб2) башкирского яруса (Бш1, Бш2).

Геолого-промысловый анализ выработки запасов нефти отдельных месторождений рассматриваемой тектонической структуры, включающий совместный анализ карт остаточных запасов, обводненности, нефтенасыщенных толщин, распространения продуктивных пластов, свойств коллекторов позволил выявить следующие особенности эксплуатации месторождений:

- по залежам в карбонатных коллекторах башкирского яруса отмечается активный рост обводненности продукции, особенно в скважинах, находящихся в обширных водонефтяных зонах (ВНЗ) и зонах, прилегающих к фронту нагнетания с высокой послойной неоднородностью. Эффективно вырабатываются разбуренные участки залежи с благоприятными коллекторскими свойствами и высокими начальными геологическими запасами нефти;

- ввиду значительной изменчивости геолого-физических характеристик пластов терригенной толщи нижнего карбона, выработка запасов нефти по площади и разрезу неравномерная. Эффективной выработкой характеризуется бобриковский горизонт: пласты Бб<sub>1</sub> и Бб<sub>2</sub>. По всем пластам бобриковского и тульского горизонтов слабо вырабатываются запасы в ВНЗ. Высокая вариация геолого-физических характеристик продуктивных пластов повлияла на продуктивность отдельных участков залежи, что предопределило наличие зон с существенными остаточными запасами;

- залежи турнейского яруса характеризуются слабой выработкой. Высокие значения текущих коэффициентов извлечения нефти по скважинам наблюдаются

в хорошо дренируемых зонах с высоким значением проницаемости, пористости и удельных геологических запасов.

Детальный геолого-технологический анализ позволил определить, что существенное влияние на эффективность и «равномерность» выработки запасов оказывает площадная и послойная неоднородность. В сложившейся ситуации при проектировании разработки особое внимание следует уделить качественному и количественному влиянию неоднородности на эффективность добычи углеводородов [1 - 3, 5].

Задача количественной и качественной оценки влияния параметров неоднородности может быть решена выполнением математического и геолого-статистического моделирования, которое заключается в создании математической модели фильтрации жидкости через неоднородный пласт, в построении регрессионных моделей и их анализе.

Фильтрация флюида в слоисто-неоднородных пластах достаточно широко описывается в литературе, общими выводами для этого процесса является: обводнение залежи происходит крайне неравномерно; вода прорывается в добывающие скважины по высокопроницаемым пропласткам, оставляя не вытесненной нефть в низкопроницаемых слабодренируемых зонах; массовый прорыв воды приводит к высокому обводнению добываемой продукции, что предопределяет отключение таких скважин; при слабой гидродинамической взаимосвязи пропластков с различными фильтрационными параметрами борьба с обводненностью продукции ведется с помощью физико-химических методов воздействия, основной целью которых является создание гелевых барьеров или осадков в промытых водонасыщенных зонах пласта.

Моделирование процесса извлечения нефти заводнением выполнено для продуктивных пластов яснополянского надгоризонта одного из крупных месторождений Пермско-Башкирского свода. Расчет параметров вытеснения нефти заводнением производится с использованием двумерной по вертикальному сечению численной модели двухфазной фильтрации в слоисто-неоднородном пласте [4]. Разработка неоднородного по фильтрационно-емкостным свойствам пласта ведется с поддержанием пластового давления путем заводнения. Предполагается, что между пропластками отсутствует массообмен, жидкость и скелет пласта несжимаемы. При обычном способе заводнения, т.е. при вытеснении нефти водой по наиболее проницаемому пропластку происходит обводнение пласта. В условиях значительной вариации параметров неоднородности и с целью наиболее достоверного определения эффективности заводнения рассмотрено несколько вариантов расчетов как при совместной, так и отдельной эксплуатации пластов: значение коэффициента проницаемости пласта Бб1 в 10 раз превышает значения пласта Бб2; значение коэффициента проницаемости пласта Бб1 в 100 раз превышает значения

пласта Бб2; значение коэффициента проницаемости пласта Бб1 в 1000 раз превышает значения пласта Бб2.

Математическая постановка задачи состоит из системы уравнений неразрывности и движения для каждой фазы, дополненной начальными и граничными условиями. Рассматривается задача плоского вытеснения, соответствующая рядной системе заводнения.

Уравнения неразрывности для фаз с учетом уравнения движения в форме закона Дарси:

$$m^j \frac{\partial}{\partial t} (S_i^j) = \frac{\partial}{\partial x} \left( k^j \frac{k_i(S_2^j)}{\mu_i} \frac{\partial P^j}{\partial x} \right); \quad i=1,2; \quad j=1,2; \quad 0 \leq x \leq L, \quad (1)$$

где индекс  $i$  – номер фазы (1 – нефть, 2 – вода), а индекс  $j$  – номер пропластка.

Получены результаты расчета обводнения продукции скважины для различных условий эксплуатации (рис. 1). Для обычной схемы заводнения наблюдается раннее обводнение скважины по высокопроницаемому пропластку. При раздельной эксплуатации пропластков можно путем регулирования приемистости в каждом из пропластков предупредить раннее обводнение продукции скважины. Параметры расчета: толщины пластов – 5 м, отношение вязкостей нефти/воды – 5, пористость 20 %, расстояние между скважинами 500 м.

Из приведенных графиков для условий продуктивных пластов бобриковского горизонта месторождения Пермско-Башкирского свода следует, что при соотношении проницаемости двух пропластков менее чем в 10 раз эффект от применения отдельно-раздельной эксплуатации может быть не достигнут. Данный подход позволит выделить первоочередные скважины для использования технологии отдельно-раздельной эксплуатации. При организации раздельной закачки воды в пласты с соотношением проницаемости в 100 и 1000 раз темпы обводнения снижаются и эффективность вытеснения нефти возрастает.

Выполненное моделирование эффективности совместной и раздельной эксплуатации неоднородных пластов позволяет сделать вывод о том, что организация раздельной эксплуатации технологически, а следовательно и экономически эффективна лишь при определенных соотношениях проницаемостей – более 10 раз. Следовательно, для достижения наибольшей технологической и экономической эффективности при выделении двух совместно-разрабатываемых пластов в отдельные объекты эксплуатации необходимо ранжировать пробуренный фонд эксплуатационных скважин (в первую очередь нагнетательных) по величине разброса значений проницаемости пластов в каждом пластопересечении. И разделять добычу и закачку при превышении соотношения проницаемостей более чем в 10 раз.

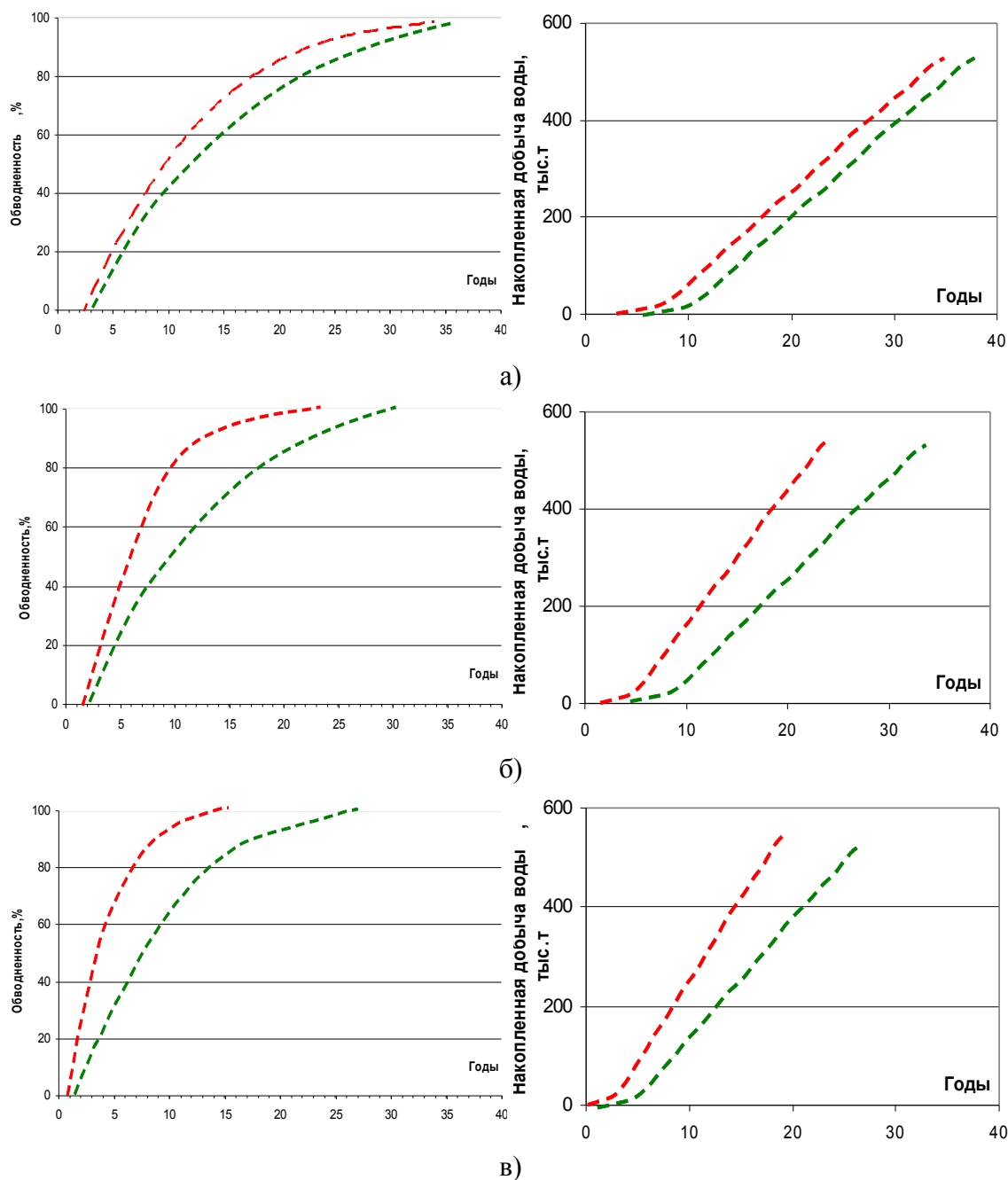


Рис. 1. Расчет обводнения добываемой продукции скважины накопленной добычи воды при различных соотношениях проницаемости пластов:  
 а) значение проницаемости пласта Бб1 в 10 раз превышает значения пласта Бб2;  
 б) значение проницаемости пласта Бб1 в 100 раз превышает значения пласта Бб2;  
 в) значение проницаемости пласта Бб1 в 1000 раз превышает значения пласта Бб2

— — — — — совместная эксплуатация  
 — — — — — раздельная эксплуатация

Оценка влияния параметров неоднородности на процесс нефтеизвлечения проводилась с использованием геолого-статистического моделирования. В качестве параметров неоднородности продуктивных пластов, оказывающих влияние на эффективность разработки, были использованы: коэффициент расчлененности и вариации нефтенасыщенной мощности, проницаемости, пористости, нефтенасыщенности. Исходная матрица рассматриваемых факторов была пронормирована. В статистической обработке было использовано 136 скважин. В качестве зависимого параметра выбирались значения дисперсии и вариации накопленных отборов нефти ( $DQ_n$  и  $Vq_n$ ), дебитов нефти ( $Dq_n$ ,  $Vq_n$ ), дебитов воды ( $Dq_v$ ,  $Vq_v$ ) и обводненности ( $Df$ ,  $Vf$ ), а в качестве влияемых параметров: коэффициент расчлененности ( $R_{sch}$ ) и вариации нефтенасыщенной мощности ( $WH_{nns}$ ), проницаемости ( $W_{prn}$ ), пористости ( $W_{por}$ ), нефтенасыщенности ( $W_{nns}$ ). Значение дисперсии технологических параметров рассчитывалось по скважинам в период с начала падения добычи нефти по текущую дату. Статистические модели для исследуемых продуктивных пластов приведены в табл. 2.

Используя данный подход представляется возможным оценивать и прогнозировать параметры неоднородности, влияющие на степень выработки запасов выделять зоны с наибольшими прогнозируемыми коэффициентами нефтеотдачи.

Регулирование разработки неоднородных продуктивных пластов возможно применением технологий, направленных на повышение нефтеотдачи пластов, а также избирательным воздействием на призабойную зону отдельных пластов или пропластков с целью повышения эффективности работы пласта и скважины. Для этой цели разработаны способы обработки призабойной зоны пласта [4]:

- способ гидрофобной обработки призабойной зоны продуктивного пласта;
- способ обработки призабойной зоны пласта с использованием акрилового

ряда и разъедающих веществ.

В способе гидрофобной обработки призабойной зоны продуктивного пласта, включающем: нагнетание в порово-трещинное пространство призабойной зоны пласта смеси поверхностно-активных веществ и выдержку скважины в покое для капиллярной пропитки; перевод в режим притока углеводородов; в качестве смеси поверхностно-активных веществ используют раствор из отходов химических производств, содержащий многоатомные спирты, концентрат головных примесей этилового спирта, промежуточные фракции этилового спирта, поверхностно-активные вещества, оксиэтилированные жирные кислоты.

Выдержку скважины в покое осуществляют 24 - 60 часов, после чего переводят скважину в режим притока углеводородов. Техническим результатом является повышение эффективности и надежности ограничения водопритока, придание поверхности порового пространства продуктивного пласта водоотталкивающих свойств без уменьшения эффективного сечения транспортных каналов.



Таблица 2. Статистические модели и их характеристика

| Регрессионная модель   | Коэфф-т корреляции | Кол-во данных в выборке | Не влияющие параметры |
|--|--------------------|-------------------------|-----------------------|
| Продуктивные пласты яснополянского горизонта   |                    |                         |                       |
| $D_{qn} = -0,32 - 0,0469*W_{por} + 0,0136*WH_{nns} + 0,0095*Rasch + 0,38*W_{nns} - 0,052*W_{pron}$                                     | 60,7 %             | 58                      | WH <sub>nns</sub>     |
| $V_{qn} = -0,46 - 0,84*W_{por} + 0,67*WH_{nns} + 0,039*Rasch + 3,88*W_{nns} - 0,696*W_{pron}$  | 67,4 %             | 60                      | -                     |
| $D_{qn} = -0,120712 + 0,00038*WH_{nns} + 0,00025*Rasch - 0,0014*W_{por} + 0,00079*W_{nns} - 0,00025*W_{pron}$                          | 66,5 %             | 50                      | W <sub>nns</sub>      |
| $V_{qn} = -0,296 + 1,095*W_{por} + 0,154*WH_{nns} + 0,0137*Rasch - 0,889*W_{nns} - 0,14*W_{pron}$                                      | 63,6 %             | 65                      | Rasch                 |
| $D_{qv} = -0,097 + 0,0011*W_{por} + 0,00024*WH_{nns} - 0,0000024*Rasch - 0,00038*W_{nns} - 0,00018*W_{pron}$                           | 63 %               | 65                      | Rasch                 |
| $V_{qv} = -0,204 - 0,145*W_{por} + 0,0755*WH_{nns} + 0,0098*Rasch + 0,286*W_{nns} - 0,065*W_{pron}$                                    | 68,3 %             | 60                      | -                     |
| $D_f = -0,093 + 0,0155*W_{por} + 0,00197*WH_{nns} - 0,000397*Rasch - 0,0277*W_{nns} + 0,0016*W_{pron}$                                 | 68,4 %             | 50                      | -                     |
| $V_f = 0,128 - 1,517*W_{por} + 0,3349*WH_{nns} + 0,000776*Rasch + 3,468*W_{nns} - 0,74*W_{pron}$                                       | 65,4 %             | 75                      | Rasch                 |
| Продуктивные пласты башкирского яруса  |                    |                         |                       |
| $DQ_n = -0,0643567 + 0,0000146907*Rasch + 0,000681572*WH_{nns} - 0,0000493695*W_{nns} + 0,00039566*W_{por} - 0,0000771484*W_{pron}$    | 62 %               | 90                      | WH <sub>nns</sub>     |
| $VQ_n = -0,306576 + 0,0161258*Rasch + 0,0475414*WH_{nns} + 0,412434*W_{nns} + 0,27294*W_{por} - 0,0793742*W_{pron}$                    | 60,8 %             | 144                     | -                     |
| $D_{qn} = -0,110093 + 0,0000904224*Rasch + 0,000404345*WH_{nns} - 0,00033684*W_{nns} + 0,000871691*W_{por} - 0,000292958*W_{pron}$     | 62,9 %             | 87                      | W <sub>nns</sub>      |
| $VQ_n = -0,621775 + 0,0368435*Rasch + 0,249522*WH_{nns} + 4,01626*W_{nns} + 0,550146*W_{por} - 0,512005*W_{pron}$                      | 60,49 %            | 185                     | -                     |
| $DQ_v = -0,0804603 + 0,0000813638*WH_{nns} + 0,000180517*W_{nns} + 0,0000301906*W_{por} - 0,0000518729*W_{pron} + 0,00000861061*Rasch$ | 61 %               | 145                     | W <sub>por</sub>      |
| $VQ_v = -0,16516 + 0,00370478*Rasch + 0,0179004*WH_{nns} + 0,180123*W_{nns} + 0,0420799*W_{por} - 0,0287907*W_{pron}$                  | 60,85 %            | 148                     | -                     |
| $DQ_f = -0,106812 - 0,000700765*Rasch - 0,00709403*WH_{nns} + 0,0215624*W_{nns} - 0,0020866*W_{por} + 0,00182945*W_{pron}$             | 61,2 %             | 120                     | W <sub>por</sub>      |
| $VQ_f = -0,141145 - 0,0113445*Rasch + 0,172815*WH_{nns} + 0,875245*W_{nns} - 1,73344*W_{por} + 0,177131*W_{pron}$                      | 59,87 %            | 100                     | Rasch                 |

Для регулирования работы неоднородных по проницаемости пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений путем изоляции водопритока разработан способ с применением осадкогелеобразующих технологий на основе полимера акрилового ряда и разъедающих веществ. Данная разработка может быть использована при проведении работ по выравниванию профиля притока в добывающих скважинах и профиля приемистости в нагнетательных скважинах, изоляции водопритока, интенсификации добычи нефти и газа.

По данному способу осуществляют последовательную закачку: первой оторочки алюмосодержащей жидкости, разведенной в воде при соотношении 1:4; пресную воду; раствора гидролизованых в щелочи отходов волокна или тканей полиакрилонитрила; пресной воды; второй оторочки алюмосодержащей жидкости; кислоты; при этом в качестве алюмосодержащей жидкости используют раствор хлористого алюминия – отход химического производства, например, отход катализаторного производства при получении алкилбензолов, дополнительно содержащий полигликоли, карбамид, поверхностно-активное вещество и ингибитор кислотный универсальный. Гель и осажденный полимер, образовавшиеся в обводненном интервале пласта, устойчивы к размыву водой в пластовых условиях.

Подбор ПАВ для заводнения в зависимости от поставленной задачи осуществляется на основе нескольких методик (измерение поверхностного натяжения, краевого угла, адсорбции, вытеснения из пористой среды и т.п.), которые не дают полной информации о совокупности поверхностных явлений в пластовой системе «нефть - агент вытеснения - пористая среда» и, что особенно важно, о гидродинамике остаточной нефти, подвергшейся внешнему воздействию. В этом отношении даже опыты на естественных образцах пористой среды не всегда информативны, поскольку они чаще всего проводятся на непрезентативных образцах с неизвестными порометрическими характеристиками. В этой связи проведен комплекс специальных исследований по изучению влияния ряда ПАВ на структурно-механические свойства нефти и специфику ее течения в пористой среде [4].

Выявлены закономерности, указывающие на существование различных механизмов действия ПАВ – поверхностного и объемного, обусловленных адсорбцией ПАВ на внешних и внутренних границах раздела фаз. В первом случае осуществляется блокировка активных центров поверхности твердого тела, ослабляющая влияние поверхностных сил на пристенные слои жидкости и приводящая к снижению неньютоновских аномалий последней. Во втором, молекулы реагента, диффундирующие в объем по мере увеличения концентрации, ослабляют внутри- и межмолекулярные связи в жидкости и увеличивают тем самым структурирующее действие твердого тела, что приводит к усилению аномалий в жидкости.

Выявленные закономерности позволяют оперативно регулировать свойства агента вытеснения изменением содержания активного вещества; усиливать моющие свойства последнего в промытой части залежи или, напротив, блокировать

последнюю, увеличивая там неньютоновские аномалии вытесняемой нефти. Резюмируя изложенное, можно отметить, что экстремальный характер концентрационных зависимостей гидродинамических параметров капиллярной нефти свидетельствует о возможности изменения механизма воздействия на нефть путем вариации содержания ПАВ в вытесняющей жидкости. Однако реализация отмеченного требует адекватной информации об изменении гидродинамики нефти при действии реагента, что может быть обеспечено применением современных методов изучения межфазных явлений наряду с известными методиками на стадии проектирования технологии интенсификации и строгим ее выполнением на этапе внедрения.

Для решения проблемы увеличения нефтеотдачи неоднородных пластов, увеличения охвата пласта заводнением, подключения в разработку неработавших интервалов, а также увеличения приемистости скважин особый интерес представляют гелеобразующие композиции и эмульсионные системы. Экспериментальным путем подобраны оптимальные химические составы и оценена успешность их воздействия на неоднородный пласт с целью снижения обводненности продукции скважин и увеличения нефтеотдачи [6].

Направление поиска эффективных гелеобразующих реагентов было связано с созданием гелевых систем преимущественно на основе отходов и побочных продуктов различных химических и нефтехимических производств. В связи с этим большой интерес представляет применение гелеобразующих реагентов на основе алюмосиликатов. Поэтому было проведено исследование отходов производства цеолитов АО «Салаватнефтеоргсинтез» и Ишимбайского катализаторного завода. Задача исследования заключалась в оценке возможности получения гелей путем растворения перечисленных отходов в растворах кислот. Все исследованные отходы при растворении в кислоте способны через некоторый промежуток времени образовывать гели. Данные реагенты образуют композиции, которые удовлетворяют требованиям, предъявляемым к гелеобразующим составам по созданию низкопроницаемых экранов, поэтому они были выбраны в качестве объектов исследования.

При проведении лабораторных экспериментов использовали модель пластовой воды, общая минерализация и химический состав которой соответствовали составу пластовой воды тульского и бобриковского горизонтов. При изучении кинетики процесса гелеобразования в лабораторных условиях были получены стабильные гели с регулируемым и технологически приемлемым временем гелеобразования от 3 до 24 часов в зависимости от концентрации исходных компонентов и типа кислот. Фильтрационные исследования водоизолирующей способности гелеобразующих композиций на основе алюмосиликата были проведены на естественных образцах керн. Обобщая результаты проведенных фильтрационных исследований, можно констатировать, что разработанные гелеобразующие составы

обладают хорошими водоизолирующими и адгезионными свойствами, способны уменьшать проницаемость по воде больше чем на порядок. Одновременно с этим – при попадании в непромытые пропластки исследуемые композиции незначительно снижают проницаемость по нефти, что говорит об избирательности их воздействия. Учитывая вышеизложенное, можно рекомендовать разработанные гелеобразующие составы к опытно-промышленному испытанию

В последнее время большое внимание уделяется созданию способов регулирования нагнетания воды по толщине заводняемого пласта. Для увеличения охвата пласта заводнением, подключения в разработку неработавших интервалов, а также увеличения приемистости скважин используются различные химические вещества, в том числе и поверхностно-активные. В качестве выравнивающего агента предложено применять мицеллярные растворы с внешней нефтяной фазой. В процессе фильтрации по пористой среде мицеллярные растворы, имеющие вязкость от 50 до 1000 мПа·с, значительно снижают подвижность следующей за ними воды. Для выравнивания профиля приемистости скважин используют также смеси ПАВ различных классов. Чаще всего их применяют в виде водных дисперсий. Механизм выравнивающего действия их объясняют образованием вязкой микроэмульсии, способствующей перераспределению фильтрационных потоков в пласте.

В качестве объектов в экспериментальных исследованиях по фильтрации эмульсионных систем был использован керновый материал, который соответствовал составу и свойствам пласта тульского и бобринского горизонтов.

Проведенные фильтрационные исследования, во-первых, подтвердили наличие процесса внутрипластового образования эмульсионных растворов, а, во-вторых, показали, что при движении образующихся в поровом пространстве эмульсионных систем происходит процесс довытеснения нефти приводящий к уменьшению остаточной нефтенасыщенности, которая выражается в увеличении проницаемости по воде после воздействия.

В зависимости от соотношения составляющих композиционную систему ПАВ эмульгатора (нефтерастворимого ПАВ) и стабилизатора (водорастворимого ПАВ) можно различным образом воздействовать на фильтрационные свойства водной дисперсии. Она может двигаться как с повышением, так и со снижением скорости фильтрации. Механизм данного явления можно объяснить, используя информацию, полученную в результате изучения реологических свойств водонефтяных эмульсий, стабилизированных композиционными системами ПАВ различного состава. Эмульсионные системы в отсутствие стабилизатора, являясь неньютоновскими жидкостями, обладают определенным напряжением сдвига. Это дает возможность влиять на фильтрационную характеристику неоднородного по проницаемости пласта.

Основываясь на экспериментальных данных, можно предложить следующую технологическую схему выравнивания профиля приемистости неоднородного пласта. В основе ее лежит последовательная обработка пласта водными дисперсиями с различными составами композиционных систем ПАВ. Она заключается в следующем: первоначально закачивают оторочку композиционной системы повышенной вязкости (системы в отсутствие стабилизатора). Она заполняет высокопроницаемую зону, создавая в ней дополнительное фильтрационное сопротивление. Таким образом, происходит выравнивание фильтрационных потоков. Затем закачивают следующую оторочку водной дисперсии оптимального состава, которая заполняет равномерно все зоны и обеспечивает условия увеличения фазовой водопроницаемости пласта.

В результате изучения композиционных составов, а также процессов фильтрации установлен вероятный механизм воздействия композиционных систем на призабойную зону. Основными факторами, обеспечивающими эффективность композиционных систем, являются: улучшение нефтewытесняющих свойств нагнетаемой системы в результате снижения межфазного натяжения на границе нефть - вода; увеличение фазовой водопроницаемости в результате снижения остаточной нефтенасыщенности. Показано, что композиционные системы обладают комплексным характером воздействия на призабойную зону, заключающемся не только в увеличении приемистости, но и выравнивании профиля приемистости скважин.

На основании полученных результатов рекомендованы композиционные системы ПАВ в виде водной дисперсии, содержащей 55 - 88 % воды, 0 - 2 % стабилизатора (водорастворимого ПАВ), 1 - 5 % эмульгатора (нефтерастvоримого ПАВ), 10 - 40 % нефти для обработки призабойной зоны. Исследован процесс фильтрации композиционных систем ПАВ, в результате чего установлен механизм их действия на призабойную зону скважин. Установлены зависимости эффективности обработки призабойной зоны водонагнетательных скважин от: объема оторочки водной дисперсии, концентрации в ней композиционной системы ПАВ, ее состава, проницаемости пористой среды, неоднородности пласта по проницаемости, в результате чего разработана технология применения композиционных систем ПАВ в виде дисперсии.

Эффективность растворов ПАВ существенно зависит от таких факторов как межфазное натяжение и фазовое поведение. Следует отметить, что выбор ПАВ, основанный только на достижении сверхнизких значений межфазного поведения, является не вполне справедливым, так как плохо коррелируется с эффективностью нефтewытеснения. Немаловажным качеством ПАВ, наряду со снижением межфазного натяжения, является способность к образованию микроэмульсий на границе раствор ПАВ - нефть. Состав, тип и свойства образующихся при этом микроэмульсий оказывают значительное влияние на фильтрационные характеристики всей системы в целом.

Рассматривая основные аспекты подбора композиционных систем ПАВ,

необходимо отметить, что такие свойства растворов ПАВ как стабильность (совместимость), поверхностная активность, фазовое поведение, адсорбционная способность и т.д., кроме состава ПАВ зависят также от минерализации вод, температуры, углеводородного состава нефти, т.е. от геолого-физических условий конкретного месторождения. Наиболее перспективными с точки зрения современных требований являются не индивидуальные ПАВ, а композиционные системы на основе ПАВ различных классов, позволяющие варьировать составными частями и подбирать системы для различных условий.

Таким образом, системно-комплексный подход к выбору технологии, метода или системы эффективной разработки заключается: «на входе» – в анализе, детальном изучении геолого-физических и геолого-технологических особенностей строения и состояния разработки, обобщения накопленного опыта по эксплуатации схожих (аналогичных) продуктивных пластов, а «на выходе» – на результатах модельных и экспериментальных исследований, разработке адаптированных технологий и корректных рекомендаций для конкретных продуктивных пластов или скважин.

### Литература

1. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. М.: Недра, 1988. 121 с.
2. Султанов Ш.Х., Котенёв А.Ю., Варламов Д.И. Состояние выработки запасов нефти крупных многопластовых месторождений в условиях сложного геологического строения // Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа: сб. науч. тр. / ЦХИМН АН РБ. Уфа, 2008. Вып. 5. С. 109 - 113.
3. Котенев А.Ю. Геолого-технологические особенности применения циклического воздействия на средних и мелких залежах нефти // Материалы VIII конгресса нефтегазопромышленников России «Проблемы ресурсо- и энергосбережения в технологиях освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов». Уфа: Монография, 2009. С. 335-339.
4. Котенёв А.Ю., Кондрашев О.Ф., Шарафутдинов Р.Ф., Садретдинов А.А. Моделирование процесса вытеснения нефти в неоднородных коллекторах // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2010. № 2. 17 с.  
URL: [http://www.ogbus.ru/authors/KotenevAYu/KotenevAYu\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KotenevAYu/KotenevAYu_2.pdf)
5. Котенёв А.Ю. Особенности геологического строения и выработки запасов нефти в неоднородных коллекторах залежей пермско-башкирского свода // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2010. № 2. 11 с.  
URL: [http://www.ogbus.ru/authors/KotenevAYu/KotenevAYu\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KotenevAYu/KotenevAYu_1.pdf)
6. Котенёв А.Ю., Блинов С.А. Разработка и исследование новых гелеобразующих составов и эмульсионных систем для регулирования проницаемости неоднородного пласта и снижения обводненности добываемой нефти // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 1 (83). С. 43 - 50.

**OIL DEPOSITS IN HETEROGENEOUS RESERVOIRS –  
COMPLEX APPROACH FOR STIMULATION SYSTEMS  
AND TECHNOLOGIES FEASIBILITY**

A.Yu. Kotenev

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia  
e-mail: koteneyov@mail.ru*

**Abstract.** *A comprehensive study of geological, physical and technological data and field development parameters have been undertaken for a number of oil fields in Permian-Bashkirian arch. Data analysis enabled to carry out mathematical modelling of the process of oil displacement in heterogeneous reservoirs as well as experimental studies for adapting technologies and recommendations development for enhanced oil recovery and water influx restriction in productive formations.*

**Keywords:** *hard-to-recover reserves, oil saturation, near-wellbore zone, water influx, sublayer, production stimulation*

**References**

1. Sharbatova I.N., Surguchev M.L. Tsiklichesкое vozdeistvie na neodnorodnye neftyanye plasty (Cycling impact to heterogeneous oil reservoirs). Moscow: Nedra, 1988. 121 p.

2. Sultanov Sh.Kh., Kotenev A.Yu., Varlamov D.I. Sostoyanie vyrabotki zapasov nefi krupnykh mnogoplastovykh mestorozhdenii v usloviyakh slozhnogo geologicheskogo stroeniya (Status of large multi-layer oil deposits development in the complex geological structures), *Problemy osvoeniya trudnoizvlekaemykh zasov nefi i gaza: sb. nauch. trudov (Collection of scientific papers "Problems of development hard-to-recovery oil and gas reserves")*. Ufa, TsKhIMN AN RB, 2008. Issue 5. PP. 109 - 113.

3. Kotenev A.Yu. Geologo-tekhnologicheskie osobennosti primeneniya tsiklicheskogo vozdeistviya na srednikh i melkikh zalezkhakh nefi (Geological and technological features of cyclical impact on medium and small oil deposits), *Materialy VIII kongressa neftegazopromyshlennikov Rossii "Problemy resurso- i energosberezheniya v tekhnologiyakh osvoeniya trudnoizvlekaemykh zasov uglevodorodov"* (Materials of the VIII Congress of Russian oil-gas producers "Problems of resource and energy saving technologies in the development of hard-to-recovery hydrocarbon reserves"). Ufa: Monografiya, 2009. PP. 335-339.

4. Kotenev A.Yu., Kondrashev O.F., Sharafutdinov R.F., Sadretdinov A.A. Modelirovanie protsessa vytesneniya nefi v neodnorodnykh kollektorakh (Modelling of oil displacement process in heterogeneous reservoirs), *Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business"*, 2010, Issue 2, 17 p.

URL: [http://www.ogbus.ru/authors/KotenevAYu/KotenevAYu\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KotenevAYu/KotenevAYu_2.pdf)

5. Kotenev A.Yu. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i vyrabotki zapasov nefti v neodnorodnykh kollektorakh zalezhei Permsko-Bashkirskogo svoda (Specifics of geological structure and oil reserves recovery in heterogeneous reservoirs of Permian-Bashkirian deposits), *Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business"*, 2010, Issue 2, 11 p.

URL: [http://www.ogbus.ru/authors/KotenevAYu/KotenevAYu\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/KotenevAYu/KotenevAYu_1.pdf)

6. Kotenev A.Yu., Blinov S.A. Razrabotka i issledovanie novykh geleobrazuyushchikh sostavov i emul'sionnykh sistem dlya regulirovaniya pronitsaemosti ne-odnorodnogo plasta i snizheniya obvodnennosti dobyvaemoi nefti (New gel-forming compositions and emulsion systems development and evaluation for permeability control in heterogeneous reservoir and water-cut reduction in producing oil), *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2011. Issue 1 (83), pp. 43 - 50.