

АППАРАТ ПРЕЗИДЕНТА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН  
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН  
ФГБУ «РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК»  
ГНБУ «АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН»  
ПАО «ТАТНЕФТЬ» ИМ. В.Д. ШАШИНА, ЗАО «НЕФТЕКОНСОРЦИУМ»  
КАЗАНСКИЙ ФИЛИАЛ ФБУ «ГКЗ», ОАО «КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА»

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ – ОСНОВА УСПЕШНОГО ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4–5 СЕНТЯБРЯ 2018 ГОДА (SEPTEMBER 4–5, 2018)

Материалы Международной  
научно-практической конференции



Казань  
Издательство «Слово»  
2018

На основе предложенной методики разработана компьютерная программа подбора участков и оценки эффективности потокоотклоняющих технологий, учитывающая всю совокупность геолого-промыслового материала, геологические и фильтрационные модели. Приведенные приемы дифференциации участков по условиям применения по площади залежи могут быть использованы не только для потокоотклоняющих технологий, но и для обоснования объектов применения ГРП и боковых стволов с горизонтальным окончанием.

### Литература

1. Компьютерные модели для анализа эффективности методов воздействия на пласт: монография / В.В. Шелепов, Д.В. Булыгин, Р.Г. Рамазанов, В.В. Баушин. М.: «КДУ», «Университетская книга», 2017. 232 с.
2. Баушин В.В., Булыгин Д.В., Николаев А.Н. Модель текущего состояния залежи – основа интеллектуального месторождения. Нефть. Газ. Новации. 2017, № 9. С. 44–47.

### ПОДБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ГТМ НА МОДЕЛЯХ РАЗРАБАТЫВАЕМОГО ПЛАСТА

Р.А. Былинкин, Д.В. Краснов, Н.П. Григорьева  
АО «НИИнефтепромхим», г. Казань, bylinkin.r.a@neftpx.ru

В результате длительной эксплуатации нефтяных месторождений происходит неравномерная выработка продуктивных пластов, обусловленная многофазной средой нефтяного коллектора. Особую значимость приобретают вопросы, связанные с влиянием горно-геометрической, зональной и тектонической неоднородностей пластов на показатели работы скважин. Обеспечение прироста добычи нефти, либо сохранение его на прежнем уровне возможно при условии широкого внедрения эффективных методов увеличения нефтеотдачи, позволяющих вовлечь в разработку трудноизвлекаемые и остаточные запасы нефти [1, 2].

Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), обеспечивающие увеличение коэффициента вытеснения и охвата пласта заводнением, широко применяются в отечественной и зарубежной практике [1–5]. Известно [1–13], что введение различных химических реагентов (щелочь, поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимеры и др.) способствует повышению нефтевытесняющей способности воды.

Применение щелочного заводнения нефтяных пластов заключается в снижении межфазного натяжения нефти при контакте с закачиваемой водой и увеличении смачиваемости породы водой за счет поверхностно-активных веществ, образующихся в процессе взаимодействия органических кислот нефти со щелочью [6]. Гидрофилизация пористой среды приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой. Оптимальная концентрация щелочи в растворе, при которой достигается минимальное поверхностное натяжение, составляет 1,5–2%. Сравнительная дешевизна реагента, небольшие концентрации в растворе, образование ПАВ непосредственно в пласте делают этот реагент достаточно перспективным.

Повышение вытеснения пластовой нефти водными растворами ПАВ [7, 8] происходит также в результате снижения межфазного натяжения на границе раздела фаз и уменьшения краевых углов смачивания, что способствует отмыву пленки, гидрофилизации породы, ускорению капиллярной пропитки, увеличению фазовой проницаемости для нефти. Однако ПАВ-заводнение ограничено в применении в связи с адсорбцией ПАВ на поверхности коллектора, образованием стойких эмульсий, высокой стоимостью реагентов и т. д.

Наибольший интерес, с точки зрения нефтеотдачи, вызывают композиции ПАВ на водно-углеводородной основе [9, 10], которые путем снижения поверхностного натяжения на границе воды с нефтью до ультранизких значений образуют особые микроэмульсии в фазовом состоянии Винзор III, обладающие рядом преимуществ:

- имеют очень низкую вязкость и поэтому в процессе заводнения проходят с водой через пористую матрицу породы;
- формируются при минимальных энергетических воздействиях и могут оставаться стабильными в течение бесконечно длительного периода времени.

Микроэмульсиями типа Винзор III извлекают нефть, которая удерживается в порах горной породы месторождения силами вязкости и капиллярными силами. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения раствором микроэмульсии разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу и образуется нефтяное поле, в которое при продвижении через новые пористые горные породы происходит влияние находящихся в них капелек нефти.

Таким образом, микроэмульсии типа Винзор III представляют собой исключительно эффективное средство, при этом в отличие от способа с заводнением ПАВ они нуждаются в значительно меньшем количестве реагента. При микроэмульсионном заводнении ПАВ обычно закачивают вместе с дополнительными растворителями или с основными солями. Вслед за этим закачивают раствор полимера, выполняющего роль загустителя для регуляции мобильности.

Полимерное заводнение в нефтяные пласты используется с целью уменьшения соотношения вязкостных характеристик вытесняющего агента и нефти, а также как эффективный способ выравнивания профиля приемистости. В качестве исходного сырья обычно применяют два типа полимеров: полиакриламид и полисахарид (биополимер). Высокая стоимость полимера, адсорбция реагента на породе, сложность контроля за продвижением фрон-

та вытеснения, возможная кольматация призабойной зоны пласта, деструкция полимера при температурах выше 80°C ограничивают применение данного вида заводнения.

Достаточно перспективным в последние годы считается метод комплексного воздействия на продуктивный пласт путём закачки в него щелочного раствора, смеси ПАВ, водного раствора полимера, который получил название ASP-заводнения [11–13]. Технология ASP направлена на устранение капиллярных сил в заводнённых пластах и вытеснение остаточной нефти.

Подбор наиболее эффективного метода повышения нефтеотдачи для конкретного месторождения проводится на основании комплексных исследований, включающих: лабораторно-экспериментальные работы, моделирование на геолого-фильтрационных моделях, опытно-промышленные работы на участках недропользователя и т. д.

С целью оценки приведенных методов увеличения нефтеизвлечения были проведены лабораторные исследования на моделях пласта с остаточной нефтенасыщенностью.

Сравнительные опыты выполняли на насыпных моделях длиной 500 мм, диаметром 38 мм, заполненных молотым кварцевым песком. Образцы пласта с остаточной нефтенасыщенностью готовили по стандартной методике:

- насыщение модели пластовой водой,
- нефтенасыщение модели путем вытеснения воды маловязкой нефтью из порового пространства до полной стабилизации характеристик на выходе,
- вытеснение нефти слабоминерализованной водой до полного обводнения продукции в пробах на выходе из пористой среды.

После определения исходных параметров модели в поровое пространство закачивали исследуемый реагент, продавливая его оторочкой минерализованной воды. Давление в системе в период подачи реагента и воды было постоянным. Для сравнения эффективности методов работы были выполнены на моделях пласта с различной проницаемостью.

Концентрации реагентов (щелочь, ПАВ, полимер) и объемы составов использовали на основании предварительно проведенных лабораторных экспериментов и исходя из параметров соответствия реальным условиям. В качестве щелочного состава применяли водный раствор NaOH концентрацией 2%. При ПАВ-обработке – водно-углеводородную смесь неионогенных и анионных (5–10%) ПАВ, которая в процессе закачки разбавлялась слабоминерализованной водой в пласте до низких концентраций.

Исходные данные насыпных моделей, условия и результаты испытаний приведены в таблице.

Результаты опытов по вытеснению остаточной нефти оторочками реагентов

Таблица

№ опыта	Проницаемость модели, мкм <sup>2</sup>	Пористость модели, %	Остаточная нефтенасыщенность (после вытеснения водой), %	Температура опыта, °С	Объём оторочки реагентов, п.о.			Содержание остаточной нефти в модели, %
					Раствор щёлочи	Раствор ПАВ	Раствор полимера	
1	1,5	28	25	60	0,3	-	-	14
2	0,9	28	40	60	0,3	-	-	27
3	1,6	28	27	60	-	0,1	-	13
4	0,7	28	44	60	-	0,1	-	24
5	1,8	28	28	60	0,3	0,1	0,3	12
6	1,0	28	40	60	0,3	0,1	0,3	18

Анализ полученных результатов показал, что применение щелочного раствора (опыты № 1, 2) понизило значение остаточной нефтенасыщенности пласта с 25 % при проницаемости 1,5 мкм<sup>2</sup> и 40% (проницаемость – 0,9 мкм<sup>2</sup>) до 14 и 27% соответственно. Снижение содержания остаточной нефти в моделях (опыты № 3, 4) с 27–44% до 13–24% также наблюдалось при закачке раствора смеси ПАВ. Смоделированный комплексный метод обработки пласта (ASP), заключающийся в последовательной закачке оторочек щелочного раствора, смеси ПАВ и водного раствора биополимера (опыты № 5, 6), позволил повысить охват объёма пласта и снизить содержание остаточной нефти в моделях до 12–18%.

Таким образом, результаты испытаний на насыпных моделях с остаточной нефтенасыщенностью показали, что подобранные концентрации и последовательность обработки способствуют как увеличению извлечения нефти, так и оценке эффективности методов ПНП.

#### Литература

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1986. 308 с.
2. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. 750 с.
3. Швецов И.А., Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. Самара, 2000. 336 с.

4. Алтунина Л.К., Кувишинов В.А., Кувишинов И.В., Чертенков М.В. Физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Разработка месторождений. 2016. № 6. 22–24.
5. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов. М.: Недра, 1994. 427 с.
6. Михневич В.Г., Юшков И.Р. Применение щелочного заводнения // М.: ЦП НТО НГП. 1987. 79 с.
7. Бабалян Г.А. и др. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ // М.: Недра, 1983. 216 с.
8. Кузнецов А.И., Рогачёв М.К., Сухих А.С. Состав поверхностно-активных веществ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 4. С. 10–15.
9. Гурвич Л.М., Шерстнев Н.М. Многофункциональные композиции ПАВ в технологических операциях нефтедобычи. М.: ВНИИОЭНГ. 1994. 265 с.
10. Алтунина Л.К., Кувишинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Новосибирск: Наука, 1995. 198 с.
11. Семихина Л.П., Штыков С.В., Карелин Е.А. Отбор реагентов для ASP-технологии повышения нефтеотдачи пластов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. № 4. С. 53–71.
12. Волокитин Я. Исследование адсорбционных процессов при АСП-заводнении для условий Западно-Сибирского месторождения // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче. – Society of Petroleum Engineers, 2012.
13. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учеб. для вузов. М.: Недра, 1998. 332 с.

## КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОЙ ТРАЕКТОРИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА ОСНОВАНИИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Р.В. Вафин, А.Ф. Егоров, Т.Р. Вафин  
 ЗАО «Алойл», Бавлы, mail@aloil16.ru

Бурение горизонтальных скважин является одним из наиболее эффективных и в то же время капиталоемких способов разработки нефтяных месторождений, в связи с чем, вопросы обоснования местоположения и профиля горизонтальных скважин заслуживают повышенного внимания. Классический анализ геолого-промысловых информации не всегда позволяет выявить перспективные зоны для бурения и оценить потенциальную эффективность. В связи с этим, для наиболее полного обоснования бурения первых на месторождении горизонтальных скважин и подбора геолого-технических мероприятий, геологической службой компании Алойл было принято решение о построении гидродинамической модели Алексеевского месторождения.

Месторождение очень интересное с точки зрения геологии и представлено залежами различных горизонтов, от терригенной толщи нижнего карбона до терригенного девона. Основной эксплуатационный объект и.

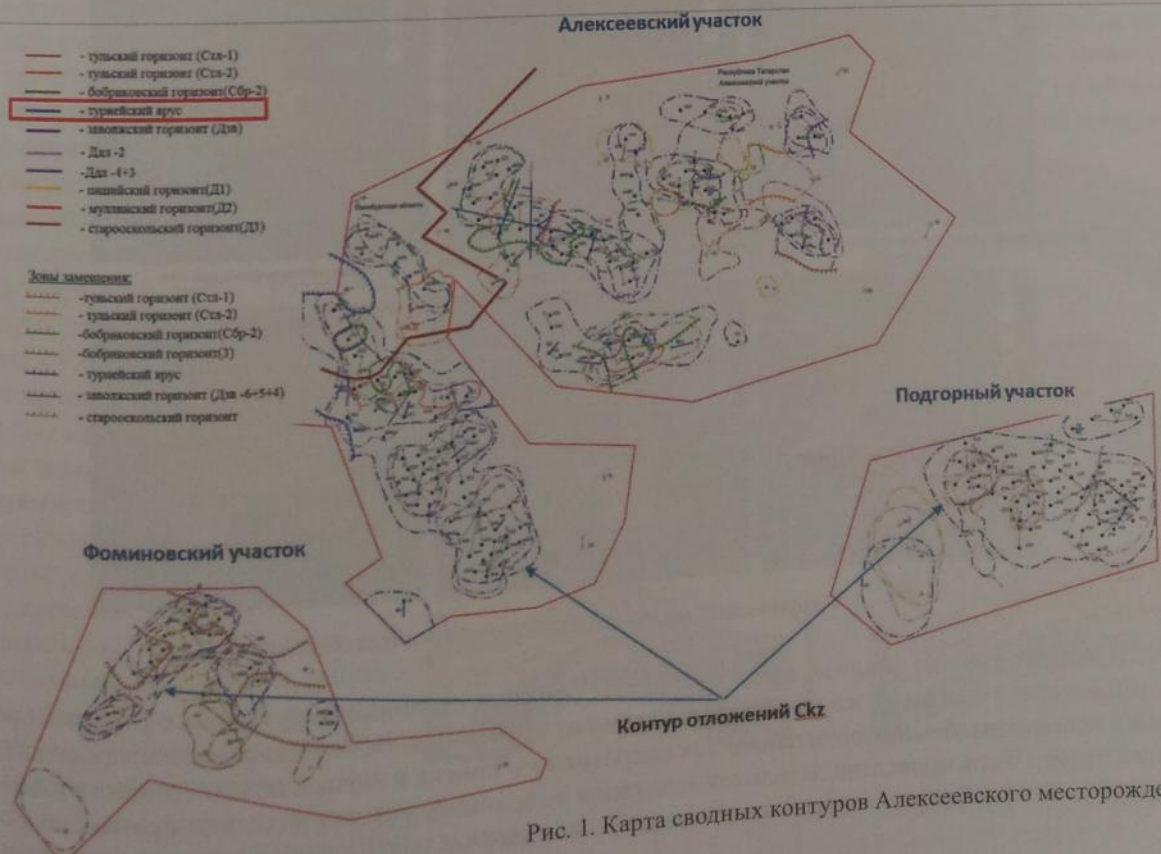


Рис. 1. Карта сводных контуров Алексеевского месторождения