

## Изучение влияния термического воздействия на вытеснение высоковязкой нефти пластовой водой из керна башкирского яруса Аканского месторождения

Р.К. Хайртдинов<sup>1</sup>, А.И. Саттаров<sup>1</sup>, О.С. Сотников<sup>2</sup>, М.М. Ремеев<sup>2</sup>, И.А. Исламов<sup>2</sup>,  
И.И. Маннанов<sup>3\*</sup>, И.Е. Белошапка<sup>3</sup>, Д.И. Ганиев<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ЗАО «Предприятие Кара Алтын», Альметьевск, Россия

<sup>2</sup>Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бузульма, Россия

<sup>3</sup>Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

В статье рассматриваются результаты физического лабораторного моделирования неизотермического вытеснения нефти пластовой водой на модельных составных образцах керна Аканского месторождения, полученные на фильтрационной установке VINCI CFS-700.

В работе изучено влияние проницаемости составных образцов керна на результаты неизотермического вытеснения нефти пластовой водой. Анализ выполненных экспериментов показывает, что влияние температурного режима на коэффициент вытеснения в разной степени проявляется на образцах различной проницаемости. Изменение коэффициента вытеснения при различных температурных режимах наиболее сильно происходит в низкопроницаемых образцах пород, в высокопроницаемых породах изменения менее значительны. Использование для вытеснения пластовой воды с температурой ниже начальной пластовой (в пределах 2-5°C) провоцирует большее снижение коэффициента вытеснения, чем использование незначительно подогретой воды (в пределах 7°C).

Наличие в разрезе вскрытых бурением продуктивных пластов сильно дифференцированных образцов пород по проницаемости в значительной степени усложняют процессы вытеснения нефти. Имеющиеся в разрезе продуктивных пластов локальные высокопроницаемые участки могут выступать как интенсифицирующие процесс вытеснения зоны при правильном выборе температурного режима и технологии воздействия.

**Ключевые слова:** керн, неоднородность пластов, лабораторный эксперимент, пластовые условия, имитация теплового воздействия, коэффициент вытеснения

**Для цитирования:** Хайртдинов Р.К., Саттаров А.И., Сотников О.С., Ремеев М.М., Исламов И.А., Маннанов И.И., Белошапка И.Е., Ганиев Д.И. (2019). Изучение влияния термического воздействия на вытеснение высоковязкой нефти пластовой водой из керна башкирского яруса Аканского месторождения. *Георесурсы*, 21(3), с. 48-54. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.48-54>

Актуальными задачами освоения трудноизвлекаемых запасов нефти являются оценка причин низкой текущей нефтеотдачи пластов и поиск новых технологических решений совершенствования разработки. Применение методов заводнения на залежи башкирского яруса Аканского месторождения оказалось низкоэффективным. Это объясняется наличием трещин различного происхождения, а, в частности, наличием на фоне мелких трещин различной генерации более крупных вертикальных и субвертикальных трещин тектонического происхождения (Муслимов, 2015).

Задача совершенствования разработки Аканского месторождения – комплексная, требующая сочетания различных механизмов воздействия на пластовую систему.

Теоретической базой поиска новых решений для совершенствования разработки является лабораторное экспериментальное моделирование процессов, протекающих в пластах. Одно из приоритетных направлений – тепловое воздействие на продуктивные пласты.

Результаты моделирования процесса неизотермического воздействия на пласты являются основой для разработки и совершенствования новых комбинированных технологий воздействия.

В представленной работе на основании экспериментальных данных и расчетов приводится оценка эффективности процесса заводнения при различных температурных режимах в породах-коллекторах башкирского яруса Аканского месторождения с высоковязкой нефтью (ВВН). Начало исследованиям по изучению процесса вытеснения было положено в совместных исследованиях специалистов Альметьевского государственного нефтяного института, Института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», ЗАО «Предприятие Кара Алтын» (Хайртдинов, 2018).

В ходе выполнения работы была подобрана коллекция из 12 образцов скважины 2060 Аканского месторождения. При подготовке образцов керна к исследованиям они были отмыты горячим растворителем, после чего высушены в сушильном шкафу при температуре 105°C. На каждом образце керна проведено определение газопроницаемости, открытой пористости, остаточной водонасыщенности (табл. 1), после чего образцы керна помещались под вакуум и насыщались керосином до достижения постоянной массы.

\* Ответственный автор: Ильдар Илгизович Маннанов  
E-mail: [ildarmannanov@mail.ru](mailto:ildarmannanov@mail.ru)

© 2019 Коллектив авторов

Интервалы отбора кернa, м		Вынос кернa, м	Место взятия, м	Пористость открытая, %	Содержание связанной воды, %	Пористость эффективная, %	Проницаемость по газу, $10^{-3} \text{ мкм}^2$
начало	конец						
1335,6	1342	6,4	3,00	26,11	12,48	22,85	1491
1335,6	1342	6,4	3,10	24,64	13,12	21,41	1896
1335,6	1342	6,4	3,35	24,78	12,89	21,59	673
1335,6	1342	6,4	5,30	23,58	10,30	21,15	2203
1335,6	1342	6,4	6,00	22,67	8,96	20,64	2405
1335,6	1342	6,4	6,30	21,59	9,11	19,62	1894
1342	1346	3,5	1,80	14,92	43,89	8,37	73
1342	1346	3,5	3,00	19,26	41,05	11,35	236
1346	1351	5,0	1,05	18,96	11,87	16,71	381
1346	1351	5,0	1,90	11,91	21,15	9,39	71
1346	1351	5,0	1,40	19,10	12,77	16,66	220
1346	1351	5,0	1,60	12,79	19,33	10,32	96

Табл. 1. Результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств образцов кернa скважины 2060 Аканского месторождения

Характеристика изменчивости коллекторских свойств по данным лабораторных исследований кернa по разрезу скважины представлена на рисунке 1.

Характер изменения пористости и связанной водонасыщенности, а также дифференциация проницаемости образцов пород в пределах разреза одной скважины характеризует сложность регулирования и вовлечения в разработку продуктивной толщи пласта.

По данным оценки изменчивости коллекторских свойств в пределах разреза одной скважины, проницаемость пород меняется более чем в 33 раза, при изменении связанной водонасыщенности от 8,96 до 43,89% (рис. 2).

С учетом взаиморасположения образцов и характеристики свойств пород, керновый материал был сгруппирован на составные модели, включающие 3 образца с близкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Подготовленные таким образом образцы кернa далее использовались в фильтрационных экспериментах. Характеристика свойств составных моделей колонок образцов представлена в таблице 2.

Свойства модели нефти и пластовой воды башкирского яруса Аканского месторождения, использованных для выполнения экспериментов, приведены в таблице 3.

Имитация пластовых условий на составном образце в ходе эксперимента предусматривала: создание давления обжима (имитация горного давления) 30 МПа, создание порового (имитация пластового) давления 11,5 МПа, имитация пластовой температуры 19°C. Насыщение составных образцов кернa происходила с расходом 0,5 мл/мин до полного замещения керосина, которое фиксировалось наступлением стационарного режима фильтрации модельной нефти при постоянном перепаде давления. Выдержка модели пласта, насыщенного нефтью, в термобарических условиях, соответствующих условиям залегания пород, т.е. «старение кернa» для восстановления

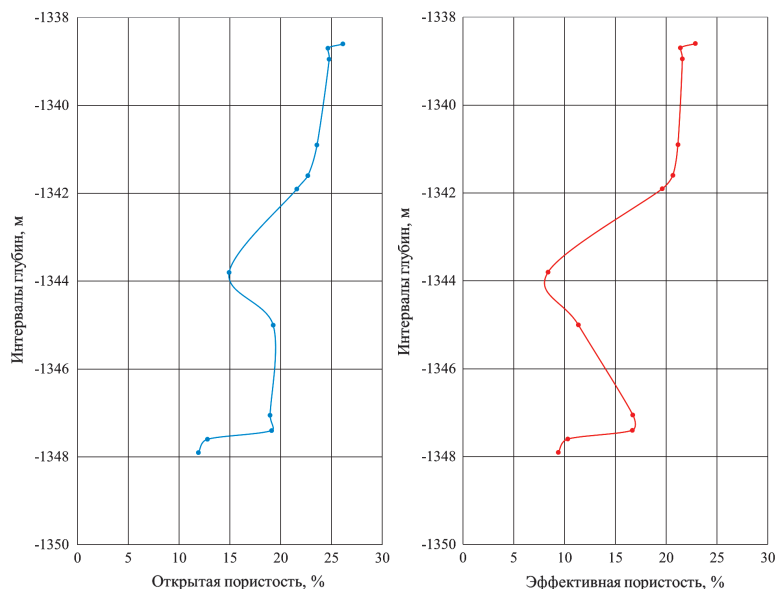


Рис. 1. Характер изменения пористости в разрезе выноса кернового материала скважины 2060 по результатам лабораторного анализа

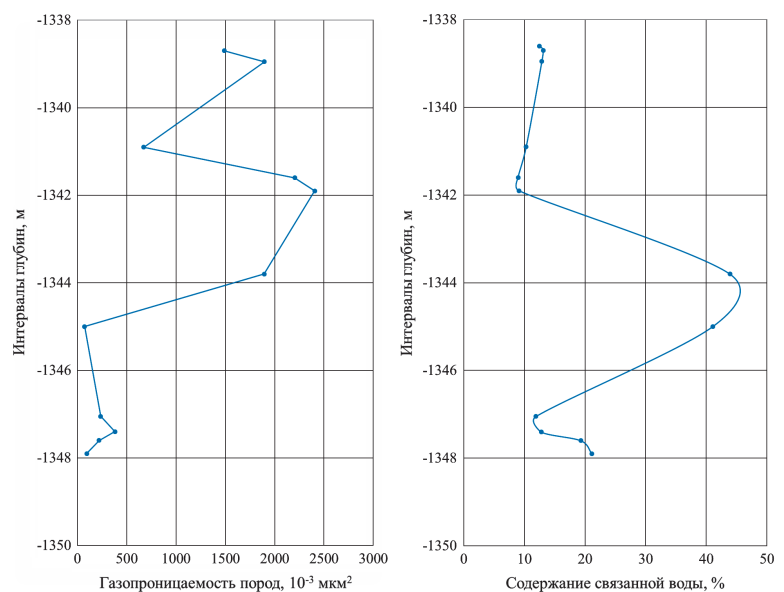


Рис. 2. Характер изменения проницаемости и содержания связанной воды в разрезе выноса кернового материала скважины 2060 по результатам лабораторного анализа

Составная модель	Геометрические размеры (Ø × длина, мм)	Газопроницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость открытая, %	Объем пор пласта, мл	Начальная нефтенасыщенность, %
1	30 × 120	0,263	19,1	16,11	78,08
2	30 × 120	1,117	25,2	21,36	87,18
3	30 × 120	2,146	22,6	19,16	90,53

Табл. 2. Свойства составных моделей ядра бакирского горизонта Аканского месторождения

Параметр	Модель нефти		Пластовая вода
	231	172	
Динамическая вязкость, мПа·с	231	172	1,73
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,9262	0,924	1,172
Температура измерения, °С	19	23	19

Табл. 3. Основные свойства нефти бакирского яруса Аканского месторождения

поверхностных свойств образцов породы происходила в течении 2 суток с периодической прокачкой новой порции нефти в прямом и обратном направлении.

С целью изучения неизотермического вытеснения нефти водой на составных образцах различной проницаемости, была выполнена серия экспериментов, предусматривающих последовательное изменение температуры вытесняющего агента. Температурные режимы моделировали охлаждение пласта на 4°С, на 2°С, пластовую температуру 23°С и нагрев пласта до 30°С. Динамика изменения вязкости нефти Аканского месторождения в области исследуемых температур приводится на рисунке 3.

Ход эксперимента предусматривал расчет необходимой скорости вытеснения для каждого из составных моделей, выполнение эксперимента с фиксацией изменения давления на торцах моделей при прокачке необходимых объемов вытесняющего флюида, мониторинг объемов вытесняемых флюидов, расчет остаточных нефтенасыщенностей и коэффициентов вытеснения.

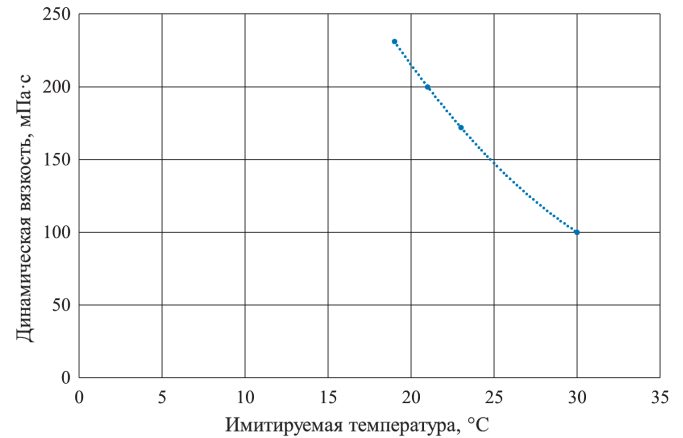


Рис. 3. Влияние температуры на вязкость нефти Аканского месторождения в области исследуемых температур

Характеристика условий выполнения экспериментов и расчетных показателей приводится в таблице 4. Характеристика динамик перепада давления на каждом из температурных режимов представлена на рисунках 4-6.

Эксперимент по имитации охлаждения пласта предусматривал прокачку не менее десяти объемов порового пространства пластовой воды с температурой 19°С через образец породы с фиксацией объемов вытесненных флюидов. Продолжение экспериментов предусматривало ступенчатое увеличение температуры до значений 21°С,

Номер составной модели	Исходные и расчетные параметры экспериментов	Начальные и полученные в ходе эксперимента значения параметров для различных температурных режимов вытеснения			
		19	21	23	30
Составная модель №1 K <sub>ср</sub> =0,263 мкм <sup>2</sup>	Расход жидкости вытеснения, мл/мин	0,765			
	Объем жидкости вытеснения, мл	122,0	64,2	77,04	64,2
	Водонасыщенность, S <sub>в</sub> , д.ед.	0,444	0,559	0,621	0,753
	Нефтенасыщенность, S <sub>н</sub> , д.ед.	0,556	0,441	0,379	0,247
	Коэффициент вытеснения, д.ед	0,287	0,435	0,514	0,684
Составная модель №2 K <sub>ср</sub> =1,117 мкм <sup>2</sup>	Расход жидкости вытеснения, мл/мин	1,017			
	Объем жидкости вытеснения, мл	155	83,7	93	93
	Водонасыщенность, S <sub>в</sub> , д.ед	0,396	0,470	0,469	0,613
	Нефтенасыщенность, S <sub>н</sub> , д.ед.	0,604	0,530	0,531	0,387
	Коэффициент вытеснения, д.ед	0,307	0,392	0,462	0,556
Составная модель №3 K <sub>ср</sub> =2,146 мкм <sup>2</sup>	Расход жидкости вытеснения, мл/мин	0,912			
	Объем жидкости вытеснения, мл	131,4	78,8	74,5	83,2
	Водонасыщенность, S <sub>в</sub> , д.ед	0,415	0,430	0,460	0,468
	Нефтенасыщенность, S <sub>н</sub> , д.ед.	0,585	0,570	0,540	0,532
	Коэффициент вытеснения, д.ед	0,354	0,37	0,404	0,412

Табл. 4. Технологические параметры и результаты выполнения экспериментов по неизотермическому вытеснению нефти пластовой водой на примере составных образцов Аканского месторождения

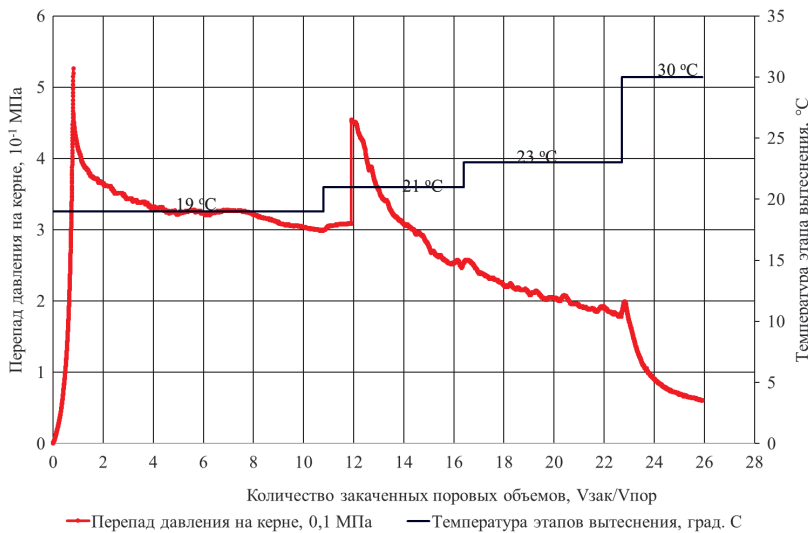


Рис. 4. Динамика изменения перепада давления на составном образце керна начальной газопрооницаемости 0,263 мкм<sup>2</sup> при неизотермическом вытеснении нефти водой на 4 температурных режимах фильтрации

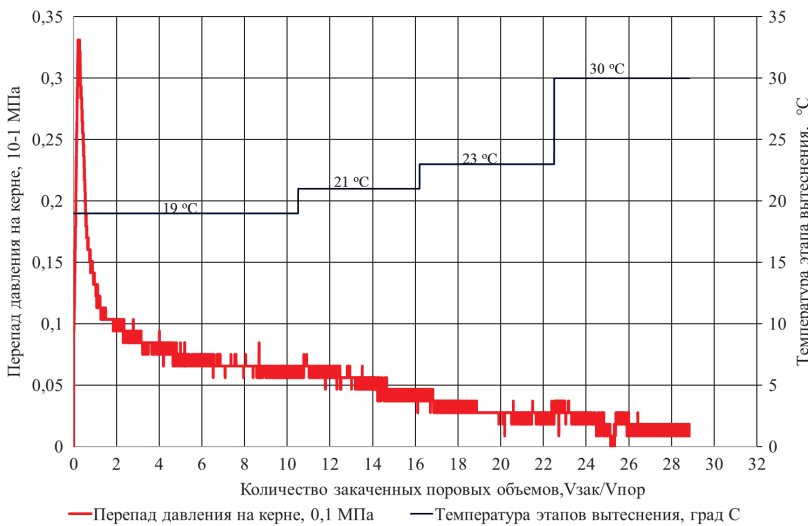


Рис. 5. Динамика изменения перепада давления на составном образце керна начальной газопрооницаемости 1,117 мкм<sup>2</sup> при неизотермическом вытеснении нефти водой на 4 температурных режимах фильтрации

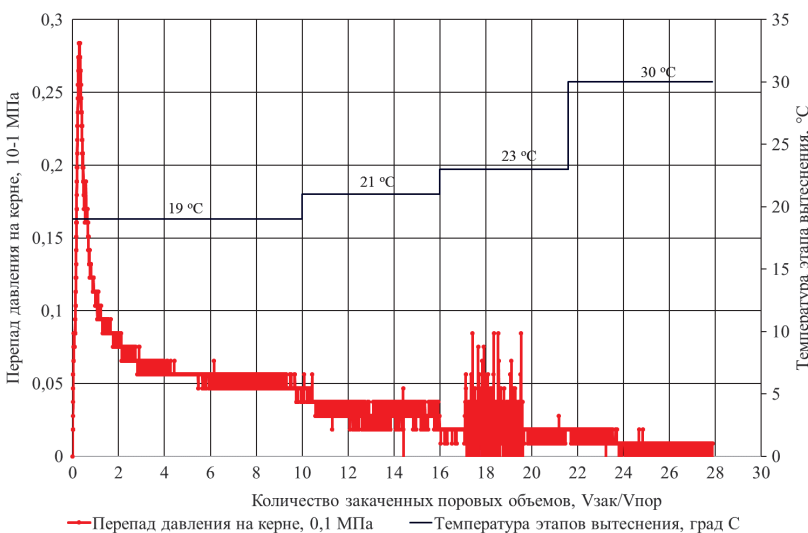


Рис. 6. Динамика изменения перепада давления на составном образце керна начальной газопрооницаемости 2,146 мкм<sup>2</sup> при неизотермическом вытеснении нефти водой на 4 температурных режимах

23°C и 30°C при прокачке через образец на каждом из режимов порядка 6 поровых объемов вытесняющего флюида при контроле и учете количества вытесняемых флюидов. После прокачки заданного объема нефти эксперимент предусматривал продолжение вытеснения. В результате фильтрации через образец порядка 6 объемов пластовой воды при фиксированных значениях температуры было отмечено наступление стационарного режима вытеснения, и к концу этапа в продукции следов нефти не наблюдалось, что фиксировалось постоянством объема вытесненной нефти.

Результаты экспериментальных исследований по влиянию начальной газопрооницаемости и начальной нефтенасыщенности на динамику изменения при неизотермическом вытеснении и конечную нефтенасыщенность после вытеснения представлены на рисунке 7.

Анализ данных экспериментов позволяет констатировать влияние начальной газопрооницаемости модели на величину остаточной нефтенасыщенности при неизотермическом вытеснении. Наибольшее влияние при этом проявляется в области низких проницаемостей. Разница в значениях остаточной нефтенасыщенности после неизотермического вытеснения на модели с начальной газопрооницаемостью 0,263 мкм<sup>2</sup> достигает 0,309 д.ед., изменяясь от 0,247 д.ед. при вытеснении пластовой водой с температурой 19°C до 0,556 д.ед. при вытеснении пластовой водой с температурой 30°C. В области высоких проницаемостей свыше 2,146 мкм<sup>2</sup> разница в значениях остаточной нефтенасыщенности после неизотермического вытеснения при температурах от 19°C до 30°C составляет не более 0,053 д.ед.

Подтверждением вышеизложенных фактов являются данные рисунка 8. Для исследуемых моделей составных образцов коэффициенты вытеснения при неизотермическом вытеснении в области начальной газопрооницаемости менее 0,263 мкм<sup>2</sup> характеризуются диапазоном от 0,287 д.ед. при вытеснении пластовой водой с температурой 19°C и до 0,684 д.ед. при 30°C.

Одним из факторов, повышающих нефтеотдачу трещиноватого пласта при закачке в него теплоносителя, является капиллярное вытеснение нефти водой. Интенсификация капиллярных процессов при повышении температуры достигается благодаря снижению вязкости, улучшению смачиваемости породы водой и повышению проницаемости коллектора в результате десорбции поверхностно-активных компонентов и разрыва пленок нефти (Аметов, 1985).

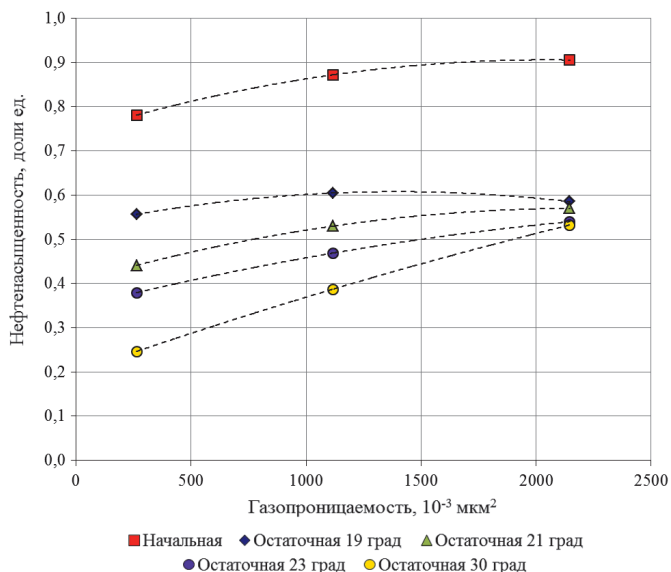


Рис. 7. Влияние начальной проницаемости и насыщенности на остаточную нефтенасыщенность при неизотермическом вытеснении

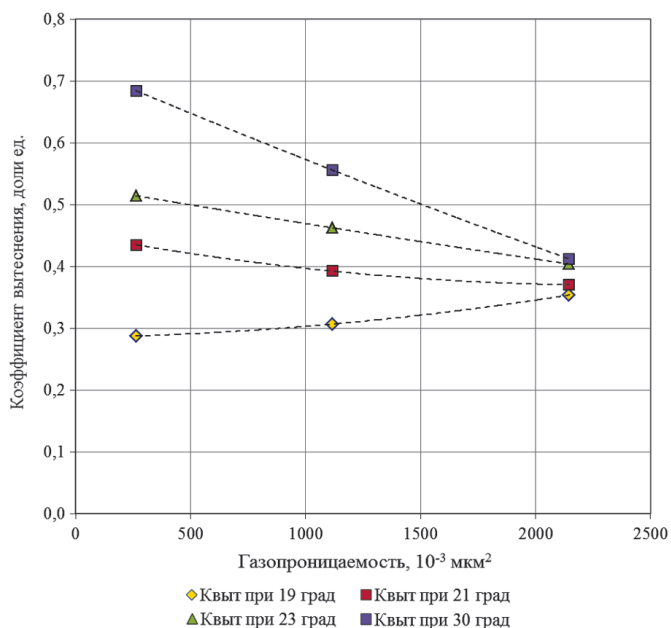


Рис. 8. Влияние начальной газопроницаемости образца при неизотермическом вытеснении на коэффициент вытеснения

Для составной модели керна с газопроницаемостью более 2,000 мкм<sup>2</sup> фильтрация флюида при неизотермическом вытеснении связана с задействованием крупных фильтрационных каналов, имеющих относительно низкие фильтрационные сопротивления. Как следует из рисунков 7 и 8, в области значений газопроницаемости порядка 2,150 мкм<sup>2</sup>, увеличение температуры с 19°C до 30°C приводит к росту конечного коэффициента вытеснения на 0,058 д.ед. (с 0,354 д.ед до 0,412 д.ед.), т.е. на 16,3%, что значительно ниже относительных значений изменения вязкости модельной нефти при аналогичном изменении температуры (относительное изменение вязкости более 95,6%). Увеличение температуры теплоносителя и составной модели не позволяют задействовать в процесс вытеснения мелкие поры ввиду превалирующей фильтрации по крупным каналам. Объем нефти, возможный к вытеснению, незначительно изменяется при увеличении температуры и, соответственно, не приводит к значительным изменениям коэффициента вытеснения.

В составных моделях керна с газопроницаемостью порядка 0,250 мкм<sup>2</sup>, поровое пространство относительно однородное, и вытеснение нефти происходит более равномерно. Это приводит к увеличению охвата вытеснением. Изменение коэффициента вытеснения происходит от 0,287 до 0,684 д.ед, т.е. на 138,3%, что значительно превышает относительное изменение вязкости нефти (95,6%).

Если температуру 23°C предположить как базовую (начальная пластовая температура 23°C), то снижение температуры на 4°C для составной модели керна с газопроницаемостью 0,263 мкм<sup>2</sup> приводит к снижению коэффициента вытеснения относительно базового значения на 44,2% (рис. 9). Для составной модели керна с газопроницаемостью 2,146 мкм<sup>2</sup> снижение коэффициента вытеснения при аналогичных условиях составляет 12,4%. Рост температуры на 7°C приводит к увеличению коэффициента вытеснения: для составной модели проницаемостью 0,263 мкм<sup>2</sup> – на 33,1%, для составной модели проницаемостью 2,146 мкм<sup>2</sup> – на 2%.

Для корректной относительной оценки влияния на коэффициент вытеснения неизотермической фильтрации для моделей различной проницаемости приведем сопоставление их с относительным изменением вязкости

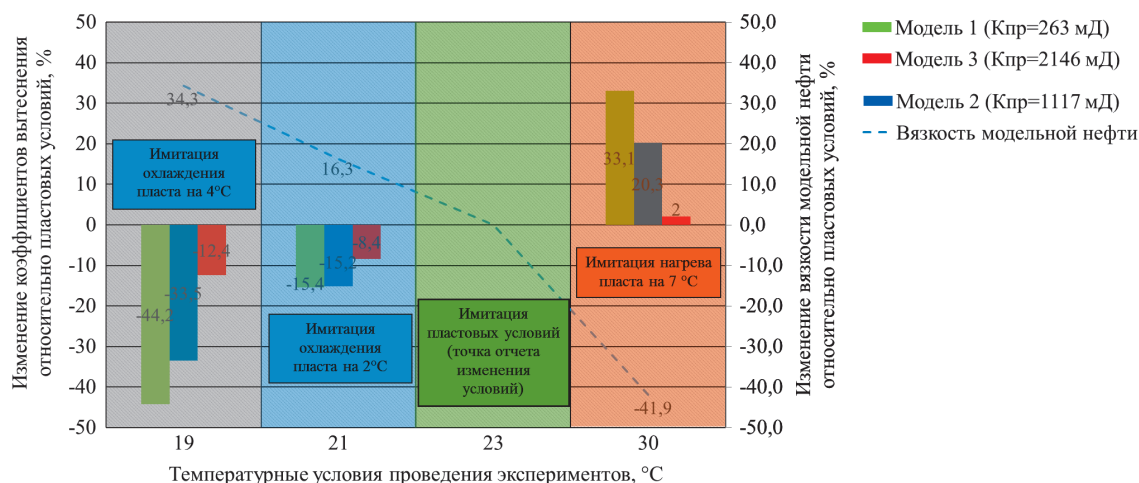


Рис. 9. Результаты сопоставления изменения коэффициента вытеснения для составных образцов и вязкости модельной нефти относительно пластовых условий при неизотермическом вытеснении

модельной нефти относительно значения, соответствующего пластовому, т.е. 23°C. Совокупная оценка степени изменения вязкости и коэффициентов вытеснения позволяет оценить, главным образом, механизм процессов вытеснения и влияния реологических характеристик нефти на вытеснение в неоднородной среде.

Анализ показывает, что при нагреве модельной нефти с 23°C (пластовые условия) до 30°C происходит снижение вязкости на 41,9%, в то же время прирост коэффициента вытеснения в образцах при аналогичных условиях значительно меньше – всего 2% для составной модели высокопроницаемого образца ( $K_{пр} = 2,146 \text{ мкм}^2$ ) и 33,1% для составной модели низкопроницаемого образца ( $K_{пр} = 0,263 \text{ мкм}^2$ ).

Исходя из проделанной работы, можно сделать следующие выводы.

Различие прироста коэффициента вытеснения для составных моделей ядра с газопроницаемостью выше  $2,0 \text{ мкм}^2$  и ниже  $0,5 \text{ мкм}^2$  связано с различием строения порового пространства.

Относительное изменение вязкости модельной нефти при изменении температуры в целом согласуются с изменением конечного коэффициента неизотермического вытеснения, однако для образцов с различной проницаемостью отмечаются существенные различия в темпах изменения коэффициентов. В целом снижение температуры закачиваемой воды (от базовой температуры) на 4°C приводит к занижению коэффициента вытеснения, при этом для составной модели ядра проницаемостью  $0,263 \text{ мкм}^2$  снижение коэффициента вытеснения составляет 44,2%, для проницаемости  $2,146 \text{ мкм}^2$  снижение коэффициента вытеснения составляет 12,4%. В целом повышение температуры закачиваемой воды (от базовой температуры) на 7°C приводит к увеличению коэффициента вытеснения. Для составной модели ядра проницаемостью  $0,263 \text{ мкм}^2$  увеличение коэффициента вытеснения составляет 33,1%, для проницаемости  $2,146 \text{ мкм}^2$  увеличение коэффициента вытеснения составляет 2%, при этом абсолютное значение изменения вязкости насыщающего флюида соответствует значению 41,9%.

Учитывая условное выделение в пределах одной скважины в разрезе зон с модельной проницаемостью и взаимовлиянием процессов (в связи с отсутствием естественных перемычек между зонами высокой и низкой проницаемости), можно предположить, что фактически на результат вытеснения наибольшее влияние как интенсифицирующее будет оказывать высокопроницаемая зона пласта. При этом интенсивное распространение температурного фронта в область низких фильтрационных сопротивлений на начальном этапе требует четкого регулирования вытеснения для предотвращения ухода теплового фронта за область воздействия.

## Литература

- Аметов И.М., Байдинов Ю.Н., Рузин Л.М., Спиридонов Ю.А. (1985). Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. М.: Недра, 205 с.  
Муслимов Р.Х. (2015). Стратегия повышения эффективности освоения малопродуктивных мелких и средних месторождений РТ с

трудноизвлекаемыми запасами нефти. *Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: Материалы Международной научно-практической конференции*. Казань: ИХЛАС, с. 221-224.

Хайрtdинов Р.К., Сагтаров А.И., Маннанов И.И., Сотников О.С., Ремеев М.М., Исламов И.А. (2018). К вопросу экспериментального изучения процессов неизотермического вытеснения высоковязкой нефти пластовой водой с моделированием пластовых условий на примере Аканского месторождения. *Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института*, 17, с. 97-103.

## Сведения об авторах

*Руслан Камилевич Хайрtdинов* – заместитель генерального директора – главный геолог

ЗАО «Предприятие Кара-Алтын»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Шевченко, д. 48

*Айдар Ильдарович Сагтаров* – первый заместитель генерального директора – главный инженер

ЗАО «Предприятие Кара-Алтын»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Шевченко, д. 48

*Олег Сергеевич Сотников* – начальник отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40

*Марат Марселевич Ремеев* – заведующий сектором отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 40

*Ильшат Анисович Исламов* – инженер отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 40

*Ильдар Илгизович Маннанов* – проректор по учебной работе и дополнительному образованию, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Тел: +7(8553)31-00-75

E-mail: ildarmannanov@mail.ru

*Иван Евгеньевич Белошапка* – инженер Центра научно-технических исследований, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

*Динис Ильдарович Ганиев* – инженер Центра научно-технических исследований, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2

Статья поступила в редакцию 17.01.2019;

Принята к публикации 07.06.2019;

Опубликована 01.09.2019

## Study of the thermal influence on the displacement of high-viscous oil by reservoir water from the Bashkirian core of Akansky field

R.K. Khayrtdinov<sup>1</sup>, A.I. Sattarov<sup>1</sup>, O.S. Sotnikov<sup>2</sup>, M.M. Remeev<sup>2</sup>, I.A. Islamov<sup>2</sup>, I.I. Mannanov<sup>3\*</sup>,  
I.E. Beloshapka<sup>3</sup>, D.I. Ganiev<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Kara Altyn CJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Institute TatNIPneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russian Federation

<sup>3</sup>Almet'yevsk State Oil Institute, Almet'yevsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Ildar I. Mannanov, e-mail: ildarmannanov@mail.ru

**Abstract.** The article discusses the results of physical laboratory modeling of nonisothermal oil displacement by formation water on model composite core samples of the Akansky field, performed on a VINCI CFS-700 filtration unit.

In the work, the influence of the permeability of composite core samples on the results of nonisothermal oil displacement by formation water was studied. An analysis of the performed experiments shows that the influence of the temperature regime on the displacement coefficient manifests itself to varying degrees on samples of different permeabilities. The change in the displacement coefficient at various temperature conditions occurs most strongly in low-permeability rock samples, in high-permeability rocks the changes are less significant. Use for displacing produced water with a temperature below the initial formation water (within 2-5°C) provokes a greater decrease in the displacement coefficient than the use of slightly heated water (within 7°C).

The presence of highly differentiated rock samples by permeability revealed when drilling productive formations significantly complicates the processes of oil displacement. The local highly permeable sections available in the context of productive formations can act as intensifying the process of displacing the zone with the right choice of temperature and exposure technology.

**Keywords:** core, heterogeneity, laboratory experiment, formation conditions, simulation of thermal influence, displacement coefficient

**Recommended citation:** Khayrtdinov R.K., Sattarov A.I., Sotnikov O.S., Remeev M.M., Islamov I.A., Mannanov I.I., Beloshapka I.E., Ganiev D.I. (2019). Study of the thermal influence on the displacement of high-viscous oil by reservoir water from the Bashkirian core of Akansky field. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 48-54. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.48-54>

### References

- Ametov I.M., Baydikov Yu.N., Ruzin L.M., Spiridonov Yu.A. (1985). *Dobycha tyazhelykh i vysokovyazkikh neftey* [Production of heavy and high-viscosity oil]. Moscow: Nedra Publ., 205 p. (In Russ.)
- Hayrtdinov R.K., Sattarov A.I., Mannanov I.I., Sotnikov O.S., Remeev M.M., Islamov I.A. (2018). To an issue of experimental studying of processes of nonisothermal replacement of high-viscosity oil by reservoir water with modeling of bedded conditions on the example of the Akan field. *Uchenye zapiski Almet'yevskogo gosudarstvennogo nefyanogo instituta*, 17, pp. 97-103. (In Russ.)
- Muslimov R.H. (2015). Strategy for improving the efficiency of development of low-productive small and medium-sized fields of Tatarstan Republic with hardly recoverable oil reserves. *Osobennosti razvedki i razrabotki*

*mestorozhdeniy netraditsionnykh uglevodorodov: Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Features of exploration and development of unconventional hydrocarbons fields: Proc. Int. Sci. and Pract. Conf.]. Kazan: Ikhlas, 221 p. (In Russ.)

### About the Authors

*Ruslan K. Khayrtdinov* – Deputy General Director – Chief Geologist, Kara Altyn CJSC

48 Shevchenko st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

*Aidar I. Sattarov* – First Deputy General Director – Chief Engineer, Kara Altyn CJSC

48 Shevchenko st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

*Oleg S. Sotnikov* – Head of the Department of Wells, Reservoirs and Hydrocarbons Research, Institute TatNIPneft Tatneft PJSC

40 M.Djalil st., Bugulma, 423326, Russian Federation

*Marat M. Remeev* – Head of the Sector, Department of Wells, Reservoirs and Hydrocarbons Research, Institute TatNIPneft Tatneft PJSC

40 M.Djalil st., Bugulma, 423326, Russian Federation

*Ilshat A. Islamov* – Engineer, Department of Wells, Reservoirs and Hydrocarbons Research, Institute TatNIPneft Tatneft PJSC

40 M.Djalil st., Bugulma, 423326, Russian Federation

*Ildar I. Mannanov* – Vice-Rector for Academic Affairs and Additional Education, Associate Professor, Department of Oil and Gas Fields Development and Operation, Almet'yevsk State Oil Institute

2 Lenina st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Tel: +7(8553)31-00-75

E-mail: ildarmannanov@mail.ru

*Ivan E. Beloshapka* – Engineer of the Center for Scientific and Technical Research, PhD student, Department of Oil and Gas Fields Development and Operation, Almet'yevsk State Oil Institute

2 Lenina st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

*Dinis I. Ganiev* – Engineer of the Center for Scientific and Technical Research, PhD student, Department of Oil and Gas Fields Development and Operation, Almet'yevsk State Oil Institute

2 Lenina st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

Manuscript received 17 January 2019;

Accepted 17 June 2019; Published 1 September 2019