

# 10

## **ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УНП НА ОСНОВЕ ПДС И МПДС В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

### **10.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

По мере открытия и освоения разработкой новых нефтяных месторождений в различных нефтегазоносных районах России все более заметную роль в развитии добычи нефти начинают играть залежи в карбонатных коллекторах. Такие залежи характеризуются резкой неоднородностью емкостно-фильтрационных свойств (ФЕС) коллекторов и, как результат, высокой изменчивостью продуктивности скважин. При этом неоднородность карбонатных пород обусловлена в основном изменением структуры пустотного пространства породы. Несмотря на большую долю добычи нефти из месторождений с карбонатными коллекторами (около 20 %), значительная часть залежей с такими породами остается вне промышленной разработки из-за сложного геологического строения, неопределенности с запасами нефти, малодобитности и быстрого снижения продуктивности скважин и др.

Тип карбонатных коллекторов определяется соотношением емкостно-фильтрационных характеристик. На основе всего многообразия типов карбонатных коллекторов предложены различные варианты их классификации. По А.В. Давыдову с соавторами выделены [69, 92] следующие типы карбонатных коллекторов: поровые, трещинные и рифовые (рис. 10.1).

К коллекторам порового типа приурочена основная часть (77 %) разведанных запасов нефти в карбонатных коллекторах месторождений России. Залежи нефти с поровым типом коллекторов широко распространены на территории респуб-

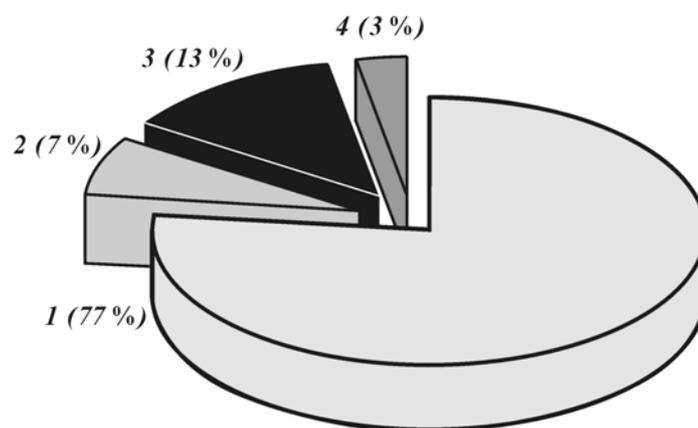


Рис. 10.1. Распределение балансовых запасов нефти по типу карбонатного коллектора [179].  
Коллектор: 1 – поровый; 2 – смешанный; 3 – трещиноватый; 4 – рифовый

лик Башкортостан, Татарстан, Удмуртия, Коми, Самарской, Оренбургской и Пермской областей. Этот тип карбонатных коллекторов на месторождениях указанных районов мало отличается от терригенных и имеет хорошие коллекторские свойства. Для него характерна высокая пористость, проницаемость, высокие темпы отбора нефти и коэффициенты конечной нефтеотдачи.

К смешанному типу отнесены коллекторы, отличающиеся сложным строением и по структуре пустотного пространства характеризующиеся как трещиновато-порово-каверновые. Широкое распространение данный тип коллекторов получил в Оренбургской области, в районах Восточной Сибири и Якутии. В залежах со смешанным типом коллекторов сосредоточено около 7 % геологических запасов нефти.

Залежи нефти с трещиноватым типом коллектора широко развиты в верхнемеловых отложениях Чеченской республики и в Ставропольском крае. Залежи данного типа массивные, содержат около 13 % геологических запасов нефти России и характеризуются относительно высокой продуктивностью.

Отличительной особенностью залежей, приуроченных к рифовым массивам, является прежде всего большое разнообразие литолого-петрографической характеристики пород, резкая изменчивость их коллекторских свойств и обусловленный этим сложный характер распространения пористых и

проницаемых зон внутри «резервуаров». Такие залежи распространены на территории Республики Башкортостан, в Архангельской области, встречаются они также в Волгоградской и Саратовской областях. Запасы нефти в трещиноватых коллекторах составляют 3 %.

В Татарстане к карбонатным коллекторам приурочено около 20,4 % разведанных геологических запасов нефти [51].

Карбонатный комплекс Ромашкинского месторождения приурочен к верейскому горизонту московского яруса, башкирскому и серпуховскому ярусам среднего карбона. Основные залежи верейского горизонта, башкирского яруса и серпуховского яруса, хорошо совпадающие в структурном плане, приурочены к юго-западной части Ромашкинского месторождения.

В карбонатных отложениях турнейского яруса основные промышленные запасы нефти содержатся в кизеловском горизонте. Залежи нефти приурочены к небольшим локальным структурам третьего порядка. Размеры залежей в основном небольшие — от 0,75×2,0 до 4,0×2,75 км.

Нефтедержащими являются пористые, каверново-пористые и трещиновато-пористые разновидности известняков толщиной от 0,4 до 8 м, залегающие в верхней части кизеловского горизонта. По литолого-петрографическим характеристикам коллекторы сложены в основном комковатыми и сгустковато-детритовыми известняками. Средняя нефтенасыщенная толщина 3,0 м, открытая пористость 11,9 %, проницаемость 0,029 мкм<sup>2</sup>, начальная нефтенасыщенность пород 61,1 %. Как правило, кровельная часть кизеловского горизонта сложена уплотненными породами.

Продуктивные пласты среднего карбона представлены чередованием по разрезу доломитизированных, крупнозернистых желто-белых известняков со светло-серыми кавернозными доломитами (серпуховский ярус) и тонкослоистых зеленоватых известковистых аргиллитов с серыми, органогенно-обломочными известняками с тонкими глинистыми прослойками.

Как видно из данных табл. 10.1, нефтенасыщенная толщина и коллекторские свойства, представленных карбонатными породами пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан изменяются в широком диапазоне.

Изучению геологической неоднородности пород-коллекторов нефтяных месторождений Татарстана посвящены работы многих исследователей. Показана высокая геологическая неоднородность изученных объектов.

Таблица 10.1

**Геолого-физические параметры основных эксплуатационных объектов нефтяных месторождений Татарстана, приуроченных к карбонатным коллекторам [57]**

Месторождение	Основной объект разработки (ярус, горизонт)	Нефте-насыщенная толщина, м	Пористость пород, доли ед.	Проницаемость пород, мкм <sup>2</sup>	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.
Ромашкинское	Турнейский	4,3	0,117	0,033	0,720
Ромашкинское	Серпуховский	5,6	0,159	0,065	0,788
Ромашкинское	Башкирский	4,5	0,133	0,086	0,758
Ромашкинское	Верейский	1,7	0,123	0,035	0,699
Бавлинское	Турнейский	6,4	0,116	0,031	0,750
Ново-Елховское	Турнейский	7,9	0,132	0,116 – 0,6	0,720
Ново-Елховское	Башкирский + Турнейский	3,6	0,112	0,10	0,615

Послойная неоднородность пластов по проницаемости создает неравномерность выработки запасов нефти по разрезу, существенно влияет на характер обводнения продукции скважин и является одной из основных причин неполного охвата пластов заводнением.

На процесс выработки запасов нефти заводнением влияют не только макронеоднородность объекта разработки, характеризующаяся чередованием пород коллекторов с практически непроницаемыми породами, но и микронеоднородность, характеризующаяся структурными, текстурными и другими особенностями строения объекта разработки.

В табл. 10.2 приведены сведения об остаточных запасах и накопленной добыче нефти осадочного палеозойского комплекса на территории Республики Татарстан [51].

Пока освоены в основном запасы нефти терригенного девона и терригенной толщи нижнего карбона. Освоенность потенциальных ресурсов нефти в карбонатных коллекторах низкая и составляет 8,1 – 9,4 %, хотя начальные геологические запасы в этих коллекторах на территории Татарстана достигают 20,4 % всех запасов нефти в республике (см. табл. 10.2).

Как видно из приведенной таблицы, остаточные извлекаемые запасы углеводородного сырья в терригенных отложениях на территории Республики Татарстан в 2 раза превышают запасы в карбонатных коллекторах.

В терригенных коллекторах палеозойского комплекса сосредоточены 57,5 % геологических и 42,2 % извлекаемых запасов маловязкой нефти (табл. 10.3). Запасы высоковязкой нефти находятся в терригенных коллекторах нижнего карбона и в карбонатных коллекторах. Извлекаемые запасы нефти

Таблица 10.2

**Распределение остаточных запасов и накопленной добычи нефти палеозойского осадочного комплекса на территории Республики Татарстан на 01.01.97 г. [51]**

Показатель	Величина показателя по коллекторам палеозойского осадочного комплекса		
	всего	терригенного девона и нижнего карбона	карбонатного девона и карбона
Накопленная добыча нефти, %	100	98,0	2,0
Начальные запасы нефти (А+ В+ С), %:			
геологические	100	79,6	20,4
извлекаемые	100	91,3	8,7
Текущие остаточные запасы нефти (А+ В+ С), %:			
геологические	100	70,4	29,6
извлекаемые	100	66,5	33,5
Освоенность потенциальных ресурсов нефти, %	83,7	75,6	8,1

повышенной и высокой вязкости в карбонатных коллекторах в 4,4 раза больше, чем в терригенных [51]. Как видно из табл. 10.3, накопленная добыча маловязких нефтей из терригенных коллекторов в Республике Татарстан составляет 90,9 % от начальных извлекаемых запасов.

Таким образом, дальнейшее развитие добычи нефти в Республике Татарстан связано с интенсивным освоением за-

Таблица 10.3

**Распределение запасов накопленной добычи нефти из коллекторов палеозойского осадочного комплекса территории Республики Татарстан по вязкости нефти на 01.01.97 г. [51]**

Показатель	Вязкость нефти		
	До 10 мПа·с	10 – 30 мПа·с	Свыше 30 мПа·с
Геологические запасы нефти в коллекторах, %:			
терригенного девона и нижнего карбона	57,5	7,7	34,8
карбонатного девона и карбона	0,1	51,1	48,8
Извлекаемые запасы нефти в коллекторах, %:			
терригенного девона и карбона	42,2	11,5	46,3
карбонатного девона и карбона	0,1	50,6	49,3
Накопленная добыча нефти из коллекторов, %:			
палеозойского осадочного комплекса	89,9	6,2	3,9
терригенного девона и нижнего карбона	90,9	5,7	3,4
карбонатного девона и карбона	0,1	52,5	47,4

пасов нефтей с повышенной и высокой вязкостью в карбонатных коллекторах и высокой вязкостью в терригенных коллекторах.

Острая необходимость совершенствования методов разработки залежей нефти в карбонатных отложениях обуславливается несколькими причинами. Во-первых, это вызвано постоянным увеличением доли запасов нефти в карбонатных породах. Прогнозные ресурсы нефти в них составляют более 60 %. Во-вторых, возрастает доля запасов в карбонатных породах в общем балансе остаточных запасов разрабатываемых месторождений. В-третьих, и это очевидно, эффективность разработки залежей нефти в карбонатных отложениях до сих пор остается низкой. Утвержденные ГКЗ коэффициенты нефтеотдачи по карбонатным коллекторам составляют 0,07 – 0,24, тогда как по терригенным, при прочих равных условиях, они равны 0,16 – 0,55.

Нефтяные залежи в карбонатных коллекторах вполне правомерно относятся к категории сложно построенных, а запасы нефти в них – к трудноизвлекаемым. Недостаточная изученность карбонатных коллекторов связана в значительной мере с тем, что карбонатные разрезы, в отличие от терригенных, не поддаются достаточно тонкому изучению геофизическими или лабораторными методами.

Для повышения эффективности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах необходимо выявить общие и специфические особенности карбонатных коллекторов, отличающие их от терригенных.

Одной из важных задач освоения разработкой залежей нефти является развитие способов улучшения продуктивности скважин, создание и широкое применение новых методов увеличения конечной нефтеотдачи пластов, разработка которых осуществляется в сложных горно-геологических условиях.

## **10.2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

Проблема наиболее полного учета физико-геологических особенностей нефтяных залежей имеет большое значение при обосновании целесообразности применения технологий увеличения нефтеотдачи на основе использования ПДС и МПДС на залежах с карбонатными коллекторами. Пренебрежение этими особенностями может привести к ошибочным

решениям при выборе первоочередных объектов и подборе химических реагентов, закачиваемых совместно с ПДС. В связи с этим проведем некоторое обобщение опубликованной в научной литературе информации о характерных особенностях строения и коллекторских свойствах карбонатных пород.

Залежи нефти и газа, приуроченные к карбонатным коллекторам, известны в России, в Татарстане, Башкортостане, Оренбургской, Самарской, Пермской областях и других районах Волго-Уральской провинции, а также в мезозойских отложениях Северного Кавказа. В США ряд карбонатных толщ характеризуется региональной нефтегазоносностью и огромными запасами нефти и газа (свита аракл, элленбергер, трентон и др.). В странах Ближнего и Среднего Востока карбонатным коллекторам принадлежит ведущая роль. В них установлено около 70 % выявленных запасов нефти. Все это подчеркивает возрастающую роль карбонатных коллекторов в поддержании высоких темпов добычи нефти.

Карбонатные породы девона и нижнего карбона Среднего Поволжья и Заволжья представлены известняками, доломитами, переходными между ними разностями, а также смешанными карбонатно-глинистыми или глинисто-карбонатными породами (мергелями), и, реже, магнезиальными доломитами.

Основными породообразующими минералами карбонатных пород являются кальций и доломит. Магнезит, сидерит и анкерит обычно встречаются в виде включений (конкреций), которые образуются при диагенетических процессах.

Известняки, доломиты и переходные разности часто содержат глинистую, алевролитовую и песчаную примеси. В зависимости от примеси обломочного материала различают глинистый, алевролитовый и песчанистый известняк и доломит. Если в составе карбонатной породы преобладает кластический материал, то она может называться алевролитом или песчаником с известковым или доломитовым цементом. Часто господствующей составной частью в карбонатных породах являются органические остатки и их обломки.

В настоящее время общепринятой минералогической классификации карбонатных пород нет. Имеется классификация карбонатных пород по процентному содержанию породообразующих карбонатных минералов (кальций, доломит, магнезит) и глинистых пород, предложенная А.М. Швецовым, С.Г. Вишняковым и В.Т. Фроловым [91] (табл. 10.4).

Карбонатные породы (известняки и доломиты) генетиче-

Таблица 10.4

## Минералого-химическая классификация карбонатных пород [91]

Порода	Минералогический состав, % (по массе)			
	Кальцит	Доломит	Магнезит	Глина
Известняк:				
чистый	100–90	0–5	–	0–5
доломитистый	95–70	5–25	–	0–5
доломитовый	75–45	25–50	–	0–5
слабоглинистый	95–85	0–5	–	5–10
доломитистый слабоглинистый	90–65	6–25	–	5–10
доломитовый слабоглинистый	70–40	25–45	–	5–10
глинистый	80–70	0–5	–	10–25
доломитистый глинистый	85–50	5–25	–	10–25
доломитовый глинистый	65–25	25–45	–	10–25
сильно глинистый (мергель)	75–45	0–5	–	25–50
доломитистый сильно глинистый (мергель доломитисто-известковый)	70–25	5–25	–	25–50
доломитовый сильно глинистый (мергель доломитово-известковый)	50–25	25–38	–	25–50
Доломит:				
чистый	0–5	100–90	–	0–5
известковистый	5–25	95–70	–	0–5
известковый	25–50	75–45	–	0–5
слабо глинистый	0–5	95–85	–	5–10
известковистый слабо глинистый	5–25	90–65	–	5–10
известковый слабо глинистый	25–48	70–40	–	5–10
глинистый	0–5	90–70	–	10–25
известковистый глинистый	5–25	85–50	–	10–25
известковый глинистый	25–45	65–40	–	10–25
сильно глинистый (мергель доломитовый)	0–5	75–45	–	25–50
известковистый сильно глинистый (мергель известковисто-доломитовый)	5–25	70–45	–	25–50
известковый сильно глинистый (мергель известковисто-доломитовый)	25–38	50–25	–	25–50
слабо магнезитистый	–	100–95	0–5	0–5
магнезитный	–	95–70	5–25	0–5
магнезитовый	–	75–45	25–50	0–5
магнезитный слабо глинистый	–	90–65	5–25	5–10
магнезитовый слабо глинистый	–	70–40	25–50	5–10
магнезитный сильно глинистый (мергель магнезитисто-доломитовый)	–	70–45	5–25	25–50
магнезитовый сильно глинистый (мергель магнезитово-доломитовый)	–	50–25	25–50	25–50

Продолжение табл. 10.4

Порода	Минералогический состав, % (по массе)			
	Кальцит	Доломит	Магнезит	Глина
Магнезит:				
чистый	—	5–0	100–90	0–5
доломитистый	—	5–25	95–70	0–5
доломитовый	—	25–50	45–75	0–5
слабо глинистый	—	0–5	95–85	5–10
доломитистый глинистый	—	5–25	85–50	10–25
глинистый	—	0–5	80–70	10–25
доломитовый глинистый	—	25–45	65–40	10–25
сильно глинистый (мергель магнезитовый)	—	0–5	75–45	25–50
доломитистый сильно глинистый (мергель доломитисто-магнезитовый)	—	5–25	70–45	25–50
доломитовый сильно глинистый (мергель доломитово-магнезитовый)	—	25–38	50–25	25–50
Глина:				
чистая	0–5	0–5	—	100–95
слабо известковистая	3–10	0–5	—	95–90
известковистая	5–25	0–5	—	90–75
известковая (мергель глинистый)	22–50	0–5	—	75–50
доломитисто-известковистая	5–20	5–12	—	90–75
доломитисто-известковая (мергель глинистый доломитистый)	12–45	5–25	—	75–50
слабо доломитистая	0–5	3–10	—	95–90
доломитистая	0–5	5–25	—	95–75
доломитовая (мергель глинистый доломитистый)	0–5	20–50	—	75–50
известквисто-доломитистая	5–12	5–20	—	90–75
известково-доломитовая (мергель глинистый доломитистый)	5–12	12–45	—	75–50

ски весьма разнообразны. По происхождению они могут быть органогенными, химическими и обломочными. Кроме того, в результате их вторичных изменений (преобразование в осадке и породе) происходит перекристаллизация, замещение (доломитизация, раздоломичивание, окремнение, ожелезнение, кальцитизация песчаников, алевролитов, туфов и других пород), грануляция (противоположный процесс — распадение крупных кристаллов и упорядоченных сферолитовой структуры оолитов и скелетных остатков организмов на мелкие беспорядочно ориентированные), растворение с образованием пустот или стилолитов, выщелачивание части пород и образование доломитовой муки и т.д.

В карбонатных породах выделяют [91, 92 и др.] следующие основные типы пустот: поры, каверны и пещерные полости, а

также открытые трещины и полости стилолитовых образований. Классификацию полостей карбонатных пород в литературе приводят в основном по Г.А. Максимову и В.М.Быкову (1966) с учетом работы Г.И. Теодоровича и других (1958) (табл. 10.5).

Как видно из табл. 10.5, в основу классификации полостей карбонатных пород положена геометрия пустотного пространства карбонатных пород, от которой существенно зависят их коллекторские свойства.

Г.И. Теодорович в поровом типе карбонатных коллекторов устанавливает четыре вида структур: 1) микропоры сообщаются между собой тонкими проводящими канальцами (по генезису это поры выщелачивания в доломитах); могут встречаться в природе поровые доломиты (мелкозернистые без проводящих канальцев); 2) широкие ходы сообщения более или менее постепенно переходят в расширения порового пространства (поры известняков, доломитовых известняков детритусовой структуры или доломитов с реликтовой структурой); 3) макропоры сообщаются между собой мелкими или

Таблица 10.5

**Классификация полостей карбонатных пород**

Тип	Вид	Размер, мм
Поры	Микропоры	Менее 0,01
	Тонкие поры	0,01 – 0,1
	Мелкие поры	0,1 – 0,25
	Средние поры	0,25 – 0,5
	Крупные поры	0,5 – 1,0
Каверны	Каверны	1,0 – 10,0
Пещерные полости	Микрокарсты	10 – 100
	Собственные карсты	Более 100
Микротрещины	Субкапиллярные	Менее 0,0001
	Очень тонкие	0,0001 – 0,001
	Тонкие	0,001 – 0,01
	Узкие	0,01 – 0,1
	Мелкие	0,1 – 1,0
	Средние	1,0 – 10,0
Крупные	10 – 100	
Мегатрещины	Мегатрещины или щели	Более 100
Микростилолитовые полости	Микростилолитовые поры	0,01 – 0,1
	Микростилолитовые микротрещины	0,0001 – 0,1
Макростилолитовые полости	Стилолитовые поры	0,1 – 1,0
	Стилолитовые каверны	1,0 – 10,0
	Стилолитовые трещины	0,1 – 1,0

тонкопористыми каналобразными участками породы; 4) межзерновая пористость — поры повторяют очертания значительной части карбонатной породы (характерны в доломитах, менее распространены в доломитовых известняках).

В карбонатном коллекторе основную роль в фильтрации нефти, воды и газа играют сообщения между порами. Согласно работам Д.С. Соколова, Л.П. Гмид и других, формирование емкостного пространства в карбонатных коллекторах связано с процессами седиментации и постседиментации. Первичная пористость обусловлена седиментационными и диагенетическими, а вторичная — эпигенетическими процессами. Первичную и вторичную пористость условно устанавливают по структуре карбонатных пород при их изучении под микроскопом. Особенно эффективен в этом случае метод изучения порового пространства в шлифах при заполнении пустот каким-либо окрашенным веществом. Однако считается, что минералого-петрографический метод изучения пород коллекторов не является универсальным, ибо он не дает полного представления о емкости породы. В этом случае петрографический метод подкрепляется данными, полученными при изучении образцов карбонатных пород в лабораториях физики нефтяного пласта и обработки промыслово-геофизического материала.

Первичную и вторичную пористость карбонатных пород изучали сотрудники ВНИГРИ (Л.П. Гмид, Н.В. Звоницкая, Е.М. Смехов). Предложенная ими классификация пористости карбонатных пород по генетическим и морфологическим признакам приводится на рис. 10.2.

Карбонатные коллекторы по характеру емкости пустот с учетом их размеров и генезиса разделяются на четыре типа: поровый, каверновый, трещинный и смешанный.

**Поровый коллектор.** В поровых коллекторах по размеру пустот выделяют несколько подтипов: микропористые с диаметром пор менее 0,01 мм, тонкопористые — от 0,01 до 0,1 мм, мелкопористые — от 0,1 до 0,25 мм, среднепористые — от 0,25 до 0,5 мм и крупнопористые — от 0,5 до 1 мм. Его емкость обязана пустотам между минеральными зернами или фрагментами породы. Во втором случае образуются пустоты между оолитами, псевдооолитами, фрагментами скелетных остатков, обломочными карбонатными частицами и др.

**Каверновый коллектор.** По размеру пустот этот коллектор делится на подтипы: каверновый с диаметром пор от 1 до 100 мм, микрокаверновый — от 10 до 100 мм и собственно каверновый — более 100 мм. Каверновый коллектор характе-

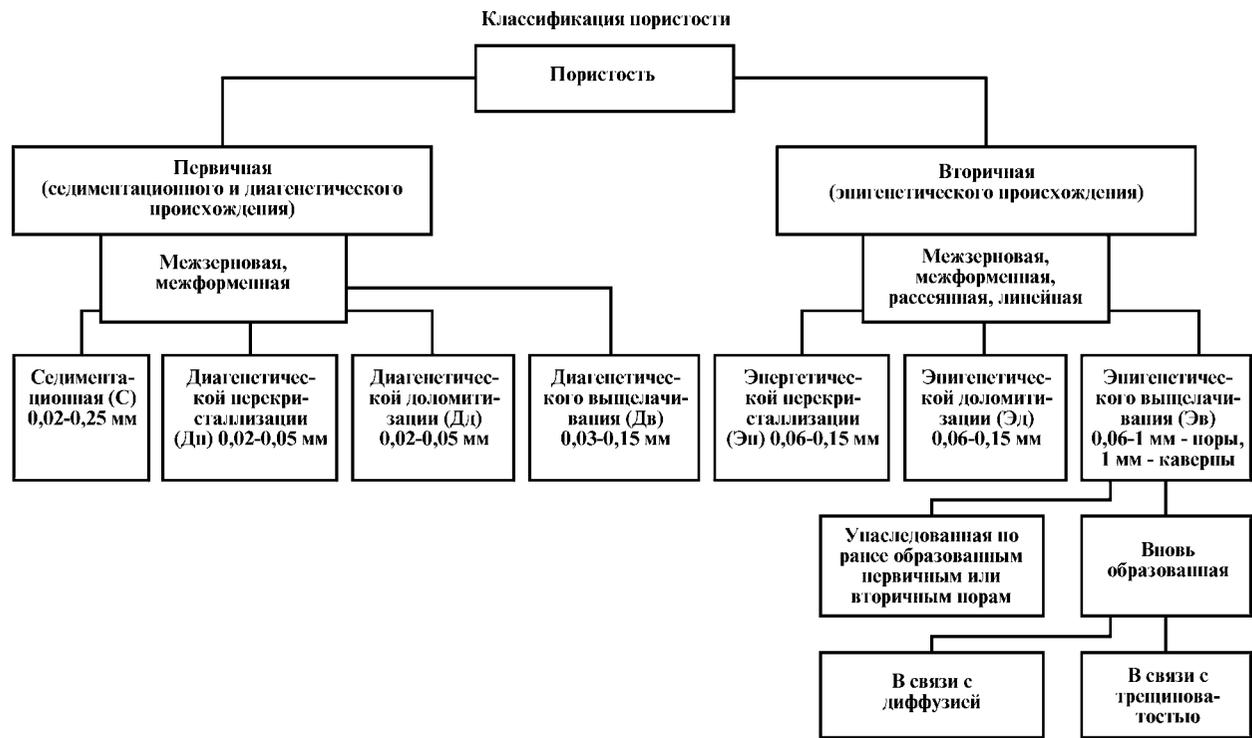


Рис. 10.2. Классификация пористости карбонатных пород по генетическим и морфологическим признакам по Л.П. Гмид, Н.В. Звоницкой и Е.М. Смехову

ризуется пустотами, которые образовались в результате выщелачивания карбонатных пород и парагенетических включений и за счет пустот, которые возникают после прекращения роста инкрустации и т.п.

**Трещинный коллектор.** Емкость этого типа пород образуется за счет пустот трещины и стилолитовых пустот. В нем выделяют два подтипа: трещинный коллектор (фильтрация флюидов происходит только по трещинам) и трещинно-стилолитовый.

**Смешанный коллектор** характеризуется сочетанием трех разнообразных типов карбонатных коллекторов. В природе распространены главным образом четыре основных подтипа: порово-трещинный (более 50 % трещинной пористости от общего объема пор), трещинно-поровый (более 50 % межзерновых пор от общего объема пор), карстово-трещинный (более 50 % преобладают трещинные пустоты – (более 50 % от общего объема пустотного пространства) и трещинно-карстовый (более 50 % карстовых пустот преобладают над общим объемом пустотного пространства).

Особое внимание обращается на трещинные коллекторы, с которыми связаны многие месторождения нефти и газа.

Количественная оценка проницаемости карбонатных пород по геофизическим данным еще недостаточно разработана. Для этой цели используют параметр насыщения ( $P_n$ ). Однако из-за низкой точности определения удельного электрического сопротивления карбонатных коллекторов этот метод не дает удовлетворительных результатов.

Проницаемость карбонатных коллекторов определяют в зависимости от пористости, которую устанавливают по керну. Пористость для каждого интервала разреза карбонатных пород оценивают и по геофизическим данным. Проницаемость трещинных карбонатных коллекторов определяют гидродинамическими методами.

При высокой поровой проницаемости карбонатных коллекторов (более  $0,1 \text{ мкм}^2$ ) появляется тесная связь между открытой пористостью и проницаемостью, а процесс вытеснения нефти водой из высокопроницаемых карбонатных коллекторов становится аналогичным процессу вытеснения в высокопроницаемых терригенных коллекторах [31, 174]. Это объясняется тем, что при высокой проницаемости карбонатных коллекторов нивелируется разница в радиусах фильтрующих каналов и крупных пор и карбонатные коллекторы по строению сближаются с терригенными.

Для установления границ поровой проницаемости карбо-

натных коллекторов, при которой происходит изменение структуры их емкостного пространства, В.Д. Викторов проанализировал материалы по месторождениям Пермской области по определению удельной поверхности карбонатных и терригенных коллекторов. Изучение проводилось путем построения удельной поверхности фильтрации, приходящейся на единицу порового объема (на 1 % открытой пористости) в карбонатных и терригенных коллекторах с одинаковой проницаемостью:  $\Delta S_{ф.уд.} = S_{ф.уд.}/m$ , где  $S_{ф.уд.}$  — удельная поверхность фильтрации,  $см^2/см^3$ ;  $m$  — открытая пористость, %.

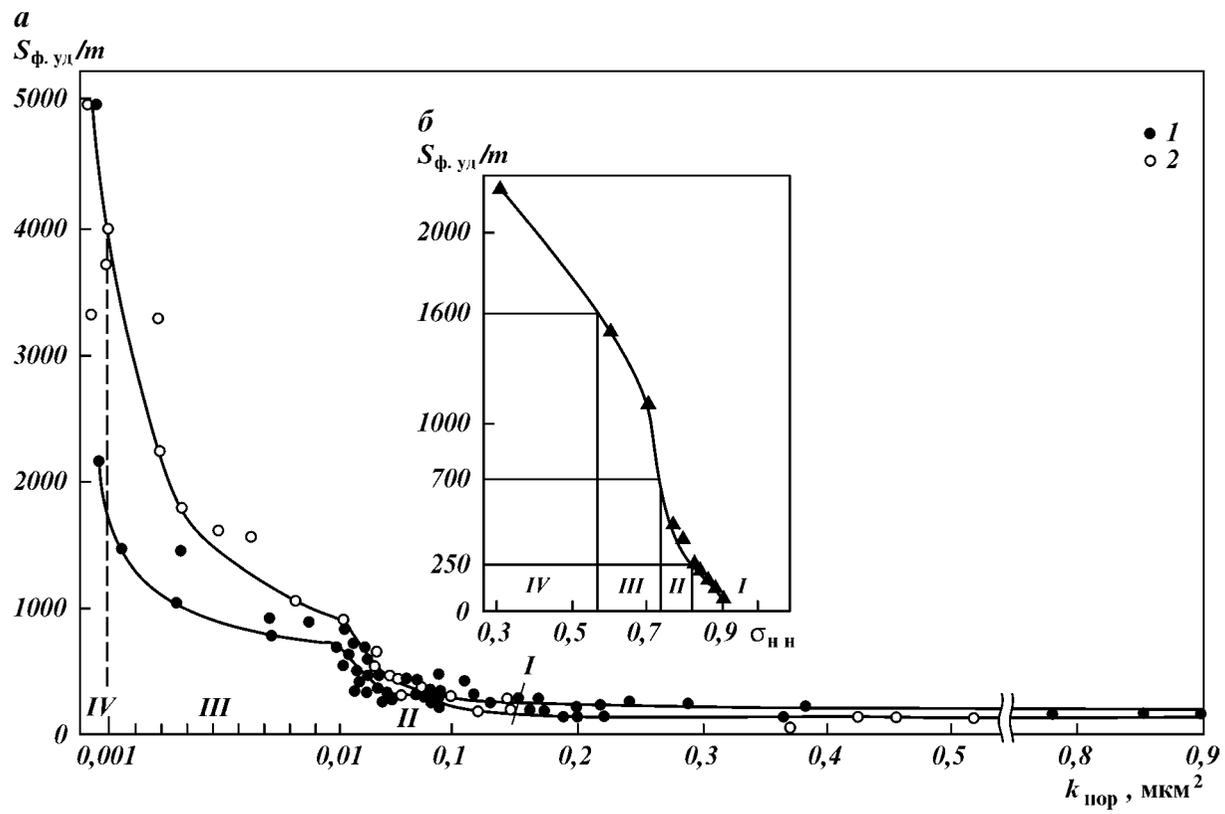
Такой прием позволил автору установить расхождение в значениях удельной поверхности фильтрации, обусловленное разной величиной пористости в карбонатных и терригенных коллекторах с одинаковой поровой проницаемостью  $k_{пор}$ . Построение зависимости  $\Delta S_{ф.уд.} = f(k_{пор})$  для карбонатных и терригенных коллекторов и сравнение их друг с другом показало, что по величине  $\Delta S_{ф.уд.}$  в карбонатных коллекторах выделяются три границы, соответствующие поровой проницаемости 0,1; 0,01 и 0,001  $мкм^2$  (рис. 10.3).

Удельная поверхность фильтрации — это интегральная характеристика нефтяного коллектора, тесно связанная со многими его свойствами, в первую очередь с нефтенасыщенностью. Чем меньше удельная поверхность, тем ниже остаточная водонасыщенность коллектора и тем выше его нефтенасыщенность (рис. 10.3, б). Более низкая удельная поверхность фильтрации карбонатных коллекторов по сравнению с терригенными связана с особенностью строения структуры пустотного пространства (наличие редких крупных пор).

Использование параметра  $\Delta S_{ф.уд.}$  позволило В.Д. Викторovu дифференцировать карбонатные коллекторы как по величине поровой проницаемости, так и по строению пустотного пространства. Схематическая классификация карбонатных коллекторов, предложенная им, представлена в табл. 10.6.

Для первой группы коллекторов наблюдается тесная связь между открытой пористостью и коэффициентом проницаемости. Условия разработки залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам этой группы, близки к условиям разработки терригенных коллекторов с высокой проницаемостью.

Как видно из табл. 10.6, ко второй группе относятся среднепродуктивные карбонатные коллекторы с поровой проницаемостью от 0,01 до 0,1  $мкм^2$ . Эти коллекторы преимущественно трещинно-порового и трещинно-кавернового типа.



Нефтенасыщенность пород этой группы коллекторов несколько ниже, чем терригенных, и равна 74–82 %. Нижний предел открытой пористости составляет 8–10 %, связь между открытой пористостью и проницаемостью неустойчива. Условия разработки залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам этой группы, отличаются от условий разработки терригенных пластов с такой же проницаемостью неоднородностью возможностью применения заводнения и достижения более высокого коэффициента извлечения нефти.

К третьей группе относятся низкопродуктивные (низкопроницаемые) карбонатные коллекторы с поровой проницаемостью 0,001–0,01 мкм<sup>2</sup> (см. табл. 10.6). Это коллекторы преимущественно трещинно-кавернового и трещинно-порового подтипов. Структура пустотного пространства резко отличается от структуры порового пространства терригенных коллекторов. Удельная поверхность фильтрации карбонатных коллекторов этой группы возрастает по сравнению с коллекторами второй группы с 700 до 1600 см<sup>2</sup>/см<sup>3</sup>. Вследствие этого нефтенасыщенность карбонатных коллекторов значительно выше, чем терригенных, и составляет 57–74 % против 0–62 %. Нижний предел открытой пористости 4–8 %. Связь между пористостью и проницаемостью отсутствует. Условия разработки этой группы коллекторов резко отличаются от условий разработки терригенных пластов с такой же низкой проницаемостью тем, что последние практически уже не являются промышленными объектами эксплуатации, в то время как карбонатные пласты могут разрабатываться даже с применением заводнения.

К четвертой группе относятся потенциально продуктивные (непроницаемые) карбонатные коллекторы с поровой проницаемостью менее 0,001 мкм<sup>2</sup> (см. табл. 10.6). Это коллекторы преимущественно трещинно-каверново-порового типа, хотя нередко встречаются порово-трещинные подтипы. Структура пустотного пространства наиболее типична для монолитных карбонатных толщ с низкой открытой пористостью, нижний предел которой составляет 2–4 %, а верхний – 10–15 %. Радиус фильтрационных каналов равен 2–3 мкм при радиусе каверн 500 мкм и выше. Удельная поверхность пород

**Рис. 10.3. Зависимость поровой проницаемости  $k_{пор}$  ( $a$ ) и коэффициента начальной нефтенасыщенности ( $\sigma_{н.н.}$ ) от удельной поверхности фильтрации единиц порового объема  $\Delta S_{ф.уд.}/I$  карбонатных и терригенных коллекторов месторождений Пермской области по В.Д. Викторову [31]: Коллекторы (для  $a$ ): 1 – карбонатные; 2 – терригенные; I, II, III, IV – группы карбонатных коллекторов (см. табл. 10.6)**

**Классификация карбонатных коллекторов по В.Д. Викторову [31]**

Коллекторы		Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Радиус каналов фильтрации, мкм	Радиус пор и каверн, мкм
Группа	Тип, подвид			
I. Высокопроницаемые (высокопродуктивные)	Каверновый, каверново-поровый, поровый	>0,1	14 – 20 и выше	20 – 500
II. Среднепроницаемые (среднепродуктивные)	Трещинно-поровый, трещинно-каверновый	0,1 – 0,01	14 – 5	140 – 500
III. Низкопроницаемые (низкопродуктивные)	Трещинно-каверновый, трещинно-поровый	0,01 – 0,001	5 – 3	300 – 500
IV. Непроницаемые (потенциально продуктивные)	Трещинно-каверново-поровый	<0,001	3 – 2 и ниже	500

возрастает до 2150 см<sup>2</sup>/см<sup>3</sup>. Пустоты в этой группе коллекторов крупные, и нефтенасыщенность составляет 38–57 %. Поровые терригенные породы с такой проницаемостью, как правило, промышленной нефти не содержат. Условия разработки залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам четвертой группы, наиболее сложны и обусловлены исключительно наличием трещинной проницаемости. Успешная разработка залежей с применением заводнения в таких коллекторах осуществляется при наличии естественного аномально высокого пластового давления, обуславливающего достаточную раскрытость естественных трещин во всем продуктивном объеме. При обычном гидростатическом пластовом давлении трещиноватость проявляется слабо, и коллекторы четвертой группы принято считать непроницаемыми, содержащими неподвижную нефть.

В реальных условиях карбонатные толщи обычно бывают сложены всеми выделенными группами коллекторов. Например, И.Л. Ханин с соавторами [174] отмечают, что в продуктивных карбонатных толщах на месторождении Урало-Поволжья на долю непроницаемых коллекторов (четвертой группы) приходится от 15 до 62 % нефтенасыщенного объема, которые часто не включают в подсчет запасов. О доле высокопроницаемых коллекторов можно судить по результатам потокометрических исследований, показывающих, что наиболее проницаемые коллекторы содержат до 25–30 % запасов нефти.

Важнейшей особенностью карбонатных коллекторов явля-

Таблица 10.6

Нижний предел открытой пористости, %	Удельная поверхность фильтрации единицы объема коллекторов, $\text{см}^2/\text{см}^3$		Начальная нефтенасыщенность коллекторов, %	
	карбонатного	терригенного	карбонатного	терригенного
10–15	100–250	40–250	90–82	90–82
8–10	250–700	250–1450	82–74	82–62
4–8	700–1600	1450–4000	74–57	62–0
2–4	1600–2150	4000–5000	57–38	0

ется наличие трещиноватости. Влияние трещиноватости на фильтрационные свойства карбонатных коллекторов порового и кавернового типов и на условия извлечения из них нефти изучено недостаточно хорошо, несмотря на большое число работ, посвященных проблеме трещиноватости карбонатных пород [6, 24, 26, 57, 60, 83, 114, 138, 188].

В карбонатных коллекторах, как показано в приведенных работах, преобладает вертикальная тектоническая трещиноватость. Вертикальные трещины удерживаются в раскрытом состоянии под воздействием боковой составляющей горного давления.

Исследованиями отечественных и зарубежных авторов установлено, что для осадочного чехла платформенных областей наиболее характерен случай упругого напряженного состояния при отношении горизонтальной составляющей напряжения (бокового горного давления) к вертикальной (к вертикальному горному давлению), равном 0,2–0,5 [31, 174]. Эта величина называется коэффициентом бокового распора  $k_{\text{бок}}$ . Используя  $k_{\text{бок}}$ , запишем условие существования в карбонатных пластах открытых вертикальных трещин:

$$b_{\text{т}} > 0 \text{ при } p_{\text{пл}} \geq p_{\text{бок}}, \quad p_{\text{бок}} = k_{\text{бок}} \cdot p_{\text{гор}}, \quad (10.1)$$

где  $b_{\text{т}}$  — раскрытость трещин;  $p_{\text{пл}}$  — пластовое давление;  $p_{\text{бок}}$  — боковое горное давление;  $p_{\text{гор}}$  — вертикальное полное горное давление.

Коэффициент бокового распора определяют через коэффициент Пуассона  $\nu$  карбонатной породы [31], а раскрытость

вертикальных трещин в призабойной зоне скважин — из следующего выражения:

$$b_T = (16,5h_T/E)(p_{пл} - p_{бок}), \quad (10.2)$$

где  $h_T$  — толщина пласта, см;  $E$  — модуль упругости, МПа;  $p_{бок} = [\nu/(1-\nu)]p_{гор}$ , МПа.

Особое значение для упругой характеристики карбонатных коллекторов имеет коэффициент Пуассона, позволяющий определять коэффициент бокового распора по формуле

$$p_{бок} = \nu/(1-\nu). \quad (10.3)$$

В работе [31] была получена для карбонатных коллекторов башкирского яруса Пермской области корреляционная зависимость между коэффициентом Пуассона и полной пористостью  $m_{абс}$  в виде

$$\nu = 0,36 - 0,003 \cdot m_{абс}. \quad (10.4)$$

Используя приведенные зависимости (10.2), (10.3) и (10.4) В.Д. Викторов выполнил дифференциацию карбонатного разреза Западного месторождения по раскрытости трещин  $b_T$  и по коэффициенту бокового распора  $k_{бок}$  (рис. 10.4).

Сопоставление бокового горного давления каждого слоя с пластовым давлением дает представление о коэффициенте охвата разреза трещиноватостью  $N_T$ , представляющем собой отношение суммарной толщины трещиноватых слоев, в которых пластовое давление выше бокового горного давления,  $\Sigma h_T$ , к общей толщине всех слоев в разрезе  $\Sigma h$ :  $N_T = (\Sigma h_T / \Sigma h) \leq 1$ .

Процесс охвата всего карбонатного разреза трещиноватостью может осуществляться только при условии равномерного роста пластового давления во всем карбонатном массиве, включая породы с очень низкими пористостью и проницаемостью.

На месторождениях Урало-Поволжья с нормальным пластовым давлением процесс развития трещиноватости во всем карбонатном разрезе можно создать только искусственно — путем длительного нагнетания воды или газа в законсервированную залежь.

Зоны естественной трещиноватости в промышленной практике выделяют различными методами. Наиболее распространенный из них — трассировка линий трещиноватости по аномально высоким дебитам скважин, аномально низкому или аномально высокому пластовому давлению в добывающих скважинах, по взаимовлиянию скважин, темпам обвод-

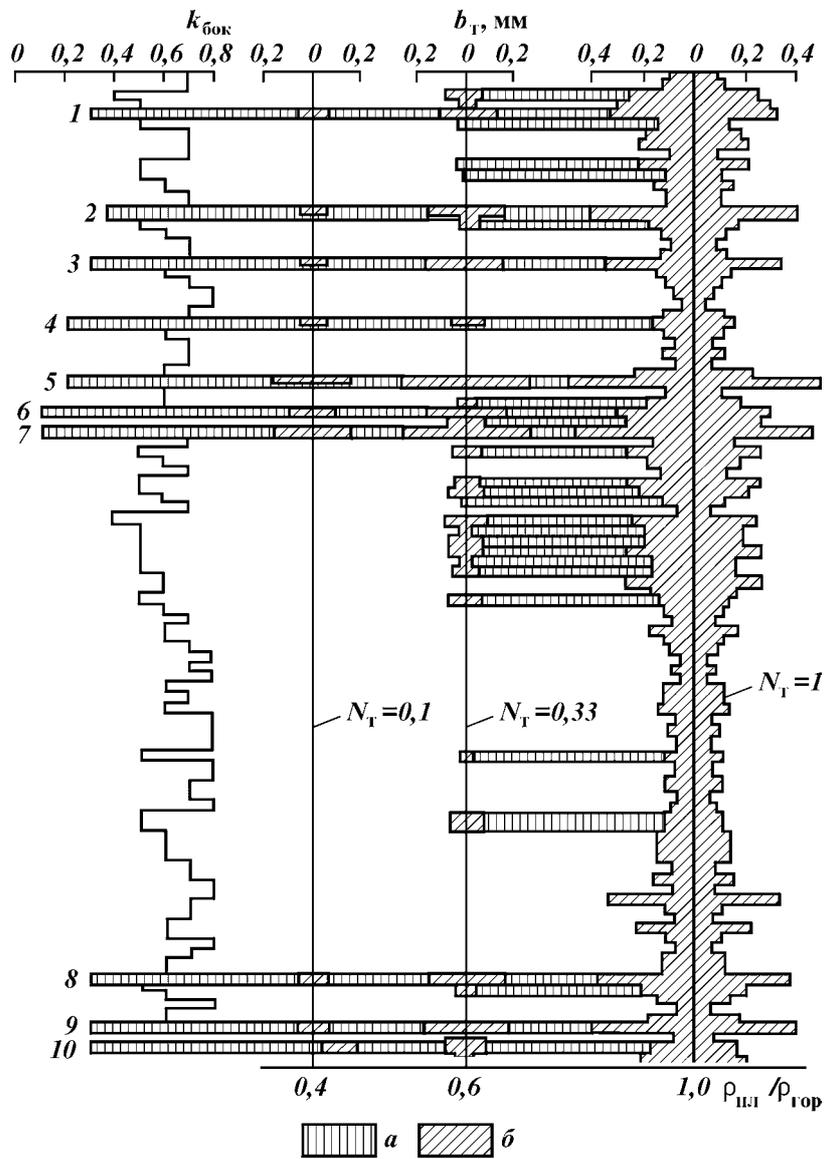


Рис. 10.4. Дифференциация карбонатного разреза Западного месторождения по коэффициенту бокового распора  $k_{бок}$  и раскрытости вертикальных трещин  $b_{т}$  [31]:  
 а — слои (1–10), содержащие открытые вертикальные трещины при начальном пластовом давлении; б — раскрытость трещин;  $N_{т}$  — коэффициент охвата разреза трещиноватостью

нения скважин, давлению гидроразрыва пластов, направлению и скорости движения индикатора, закачанного в пласт.

Геолого-промысловыми исследованиями и анализами кернов установлена послойная и зональная неоднородность карбонатных коллекторов по степени охвата их открытой вертикальной трещиноватостью.

От раскрытости трещин и их густоты зависит значение трещинной проницаемости  $k_T$ , которая составляет часть общей проницаемости коллектора, обусловленной наличием в нем трещин.

В соответствии с работой Ф.И. Котяхова [109] можно записать

$$k_T = 8,5 \cdot 10^6 m_T b_T^2, \quad (10.5)$$

где  $m_T$  – трещинная пористость;  $m_T = b_T \Gamma_c$  ( $\Gamma_c$  – густота системы трещин каждого структурного уровня,  $m^{-1}$ ).

С учетом густоты трещин формула (10.5) запишется в виде

$$k_T = 8,5 \cdot 10^6 b_T^3 \Gamma_c. \quad (10.6)$$

Из выражения (10.6) следует, что трещинная проницаемость прямо пропорциональна кубу раскрытости трещин и их густоте. Проведенные расчетные зависимости трещинной проницаемости подтверждены прямыми исследованиями [31].

Для определения проницаемости, обусловленной трещинами более высоких уровней, В.Д. Викторовым использованы результаты гидродинамических исследований скважин по 16 месторождениям Пермской и Самарской областей, обработанные по формуле

$$k_T = k_{квд} - k_{пор}, \quad (10.7)$$

где  $k_{квд}$  – проницаемость, определенная по кривым восстановления забойного давления (КВД);  $k_{пор}$  – проницаемость, определенная по керну.

Диапазон изменения трещинной проницаемости по отдельным залежам (по В.Д. Викторову) составляет 0,01–0,22 мкм<sup>2</sup>. Для вычисления ее среднего значения по промысловым данным составлен график (рис. 10.5), на котором зависимость между общей и поровой проницаемостью описывается уравнением

$$k_{об} = k_{пор} + k_T = k_{пор} + 0,053, \quad (10.8)$$

где  $k_{об}$  – общая проницаемость, равная сумме поровой и трещинной проницаемости.

Гидродинамическими исследованиями на месторождениях

Пермской области установлен экспоненциальный характер зависимости трещинной проницаемости карбонатных коллекторов от разности между пластовым и боковым давлением (рис. 10.5).

$$k_T = k_0 e^{3\beta_T(P_{\text{пл}} - P_{\text{бок}})}, \quad (10.9)$$

где  $k_0$  — начальная трещинная проницаемость, равная проницаемости микро- и мезотрещин в шлифах.

Выражение (10.9) показывает, что трещинная проницаемость не остается постоянной, а изменяется в большую или меньшую сторону при соответствующем изменении пластового давления. Темп этого изменения определяется утроенной величиной коэффициента сжимаемости трещин  $\beta_T$ .

Одной из особенностей строения карбонатных коллекторов является более сложная послойная неоднородность. Сложное строение карбонатных коллекторов залежей Урало-Поволжья — уже общепризнанный факт, который надежно подтверждается промысловыми данными [31, 51, 57, 174 и др.]. Сложное строение карбонатных пластов обусловило такое же послойное изменение их фильтрационно-емкостных

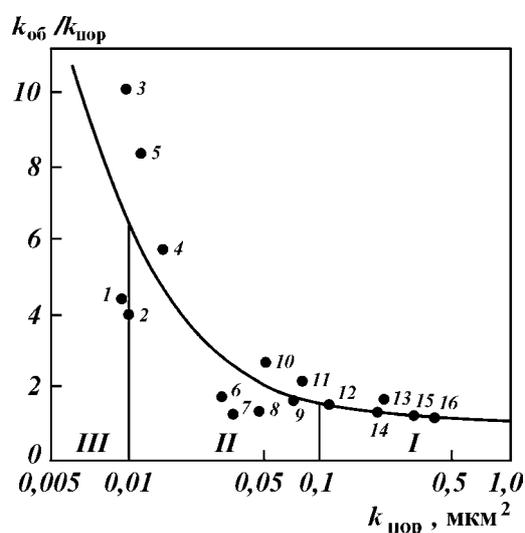


Рис. 10.5. Зависимость между общей  $k_{\text{об}}$  (по промысловым данным до сернокислотной обработки) и поровой  $k_{\text{пор}}$  (по керну) проницаемостью для разных групп карбонатных коллекторов месторождений Пермской области [31]:

1–16 — номера месторождений; I, II, III — группы карбонатных коллекторов

свойств (ФЕС), как и в терригенных коллекторах. Однако, в отличие от терригенных коллекторов, в карбонатных коллекторах ФЕС изменяются в значительно более широких пределах, в результате чего средняя пористость и особенно средняя проницаемость каждого структурного слоя могут существенно отличаться от средних значений для всего продуктивного разреза.

Площадная (зональная) неоднородность карбонатных коллекторов выражается, в первую очередь, формой расположения высокопродуктивных зон по площади нефтяных залежей и долей запасов нефти в них от всех запасов. Высокопроницаемые и слабопроницаемые зоны в пределах каждого нефтяного пласта — это самостоятельные эксплуатационные объекты, требующие разного подхода при выборе систем разработки.

Особенности строения карбонатных коллекторов месторождений Татарстана исследованы в работах [31, 51, 57, 134, 154 и др.]. Кизеловско-черепетские отложения верхнетурнейского подъяруса являются регионально нефтеносными на большей части территории востока Татарстана. Карбонатные пласты кизеловско-черепетских отложений характеризуются пористостью, равной 10,8–15,0 % (в среднем 11,8 %) проницаемостью  $(6-90) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (в среднем  $42 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Пласты-коллекторы представлены известняками комковатыми и сгустково-детритовыми, являющимися коллекторами порового типа. Полезная емкость в них определяется первичной пористостью и вторичными процессами выщелачивания. Лучшие коллекторские свойства имеют комковатые известняки. Средняя пористость их составляет 14,7 %, проницаемость  $57 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Неплотная укладка породосоставляющих элементов, слабая цементация, наличие обломочного материала обуславливают высокую первичную пористость комковатых известняков. Структура их порового пространства напоминает структуру пор песчаников.

Сгустково-детритовые известняки представлены слабо сцементированными детритом и сгустками, реже комками мелкозернистого кальцита. Средняя пористость равна 10,2 %, проницаемость  $1,9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Продуктивные пласты сложены плотными породами структурно-генетического типа: известняками шламово-детритовыми, фораминиферово-сгустковыми и доломитами. Плотные разности составляют значительную (20–80 %, в среднем 33 %) часть продуктивного горизонта.

По данным геофизических и гидродинамических исследований коллекторские свойства отложений верхнетурнейского

подъяруса в 5–10 раз выше, чем по керну. Это свидетельствует о значительной роли трещиноватости пород.

Верей-башкирские отложения являются регионально нефтеносными на большей части востока Татарии. Они представлены в основном органогенными, реже органогенно-детритовыми, органогенно-обломочными и зернистыми известняками с подчиненными прослоями доломитов. Тип коллектора – трещиновато-поровый. Пористость по керну изменяется от 0,5 до 21 %, составляя по большинству залежей 10–15 %, проницаемость – от  $2 \cdot 10^{-3}$  до  $150 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Поры соединены между собой поровыми каналами и микро-трещинами, трещинная проницаемость изменяется от 1 до  $13 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Породы-коллекторы башкирского яруса имеют пористость 10–22 %, проницаемость от 10 до  $(300–400) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Плотные прослои играют важную роль в строении залежей. По различным месторождениям доля коллекторов колеблется от 58 до 80 %, составляя в среднем 70 %. Залежи нефти в основном массивного типа.

Карбонатные пласты верейского горизонта по литологическому составу близки к башкирским отложениям, по фильтрационно-емкостным свойствам отличаются более высокой пористостью (10–22,7 %, в среднем около 16 %) и проницаемостью (от 10 до  $1185 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, в среднем около  $150 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Тип коллектора преимущественно порово-трещинный, залежей – пластовый. В верейских отложениях выделяются до семи пластов.

Разработка рассматриваемых пластов осложняется также ухудшенными физико-химическими свойствами пластовой нефти. Так, давление насыщения пластовой нефти залежей среднего карбоната изменяется от 0,6 до 3,85 МПа, вязкость – от 37 до 550 мПа·с, плотность – от 852 до 949 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор – от 2,6 до 10 нм<sup>3</sup>/т. Пластовое давление равно 8–9 МПа, пластовая температура около 21 °С. В поверхностных условиях параметры нефти следующие: плотность 880–966 кг/м<sup>3</sup>, массовое содержание парафинов 2,5–3,5 %, асфальтенов 3–12 %, серы 2,5–5 %. Нефть бывает разных типов: парафинистых, сернистых и смолистых. Выход светлых фракций при разгонке до температуры 100 °С колеблется от 0,3 до 5 %, до температуры 200 °С – от 10 до 20 %, до температуры 300 °С – от 25 до 40 %. Содержание азота в нефтяном газе не более 60 %.

К локально нефтеносным карбонатным отложениям относятся семилукские, бургские, елецкие, данково-лебебянские

отложения карбонатного девона, заволожские, малевско-упинские, алексинские, намюр-серпуховские породы нижнего карбона, каширские, подольские, мячковские отложения среднего карбона. На различных участках промышленное значение имеют отложения определенных горизонтов. На востоке и юго-востоке Южно-Татарского свода нефть чаще встречается в карбонатных отложениях девона и практически отсутствует в отложениях среднего карбона. На западном склоне Южно-Татарского свода и восточном борту Мелекесской впадины нефтеносность карбонатных коллекторов отмечается в более молодых локально нефтеносных горизонтах: малевско-упинских, алексинских, а затем и в каширских отложениях.

Основная часть выявленных залежей нефти сконцентрирована во франско-турнейском нефтегазоносном комплексе. Они контролируются локальными поднятиями тектонического и седиментационно-тектонического типов. Размеры залежей изменяются от 0,5×1 до 2,5×3 км. Этаж нефтеносности залежей достигает 60–90 м. Около 15 % залежей относятся к пластово-сводовым, 22,5 % – к пластово-сводовым с литологическим экранированием, остальные – к массивным или слоисто-массивным. Остальные залежи в локально нефтеносных горизонтах карбона имеют ограниченное развитие, небольшие размеры и ограниченный этаж нефтеносности.

Определение начальных геологических запасов нефти, как правило, в карбонатных коллекторах производится объемным методом. Однако при этом часто невозможно обеспечить достаточную точность оценки запасов из-за сложности расчета объемов пор пласта. В таких случаях наиболее эффективным способом определения (вернее уточнения) геологических (балансовых) запасов нефти в залежах нефти по данным их разработки является применение уравнений материального баланса. Полученные результаты контролируются при расчете запасов на несколько дат разработки рассматриваемой залежи, а для реализуемой системы разработки указанным способом определяются геологические запасы нефти, которые могут быть охвачены существующей сеткой скважин и применяемым воздействием на пласт. С другой стороны, определение уравнений материального баланса требует существенного снижения или повышения текущего пластового давления в объекте подсчета запасов (не менее 15–20 % начального давления) при тщательном контроле за добываемой продукцией и пластовым давлением по скважинам. Последнее необходимо для определения средневзвешенного давления по

объему залежи. Условие снижения давления может не выполняться при поддержании давления с помощью искусственного заводнения или проявления естественного эффекта водонапорного режима.

Для условий смешанного режима или режима растворенного газа уравнения материального баланса приведены в работе [31].

Для составления уравнения материального баланса выписываются объемы нефтенасыщенного порового объема залежи на момент известного среднего пластового давления  $p_{пл}(t)$  в залежи. Изменение давления составит  $\Delta p_{пл} = p_{пл0} - p_{пл}(t)$  (при снижении давления со знаком «+», при росте — со знаком «-»),  $p_{пл0}$  — начальное пластовое давление.

Объем порового пространства занятой нефтью залежи эксплуатируется при упругом режиме, при снижении пластового давления на величину  $\Delta p$  он составит

$$Q_{нгз} = \frac{\beta_n(p_{пл0})}{\rho_{н,д}} (1 - \beta_c \Delta p_{пл}) \frac{1}{1 - \sigma_{св}}, \quad (10.10)$$

где  $Q_{нгз}$  — начальные геологические запасы нефти, т;  
 $\frac{\beta_n(p_{пл0})}{\rho_{н,д}}$  — отношение объемного коэффициента пластовой

нефти при начальном пластовом давлении  $p_{пл0}$  к плотности дегазированной нефти;

$$\beta_n(p_{пл0}) = \beta_{н,нас} [1 - \beta_n(p_{пл0} - p_{нас})],$$

$\beta_c$  — объемный коэффициент упругости порового пространства;  $\sigma_{св}$  — насыщенность пор пласта связанной водой.

Связанная вода в залежи к этому времени расширится до величины

$$Q_{нгз} = \frac{\beta_n(p_{пл0})}{\rho_{н,д}} (1 + \beta_v \Delta p_{пл}) \frac{\sigma_{св}}{1 - \sigma_{св}}, \quad (10.11)$$

где  $\beta_v$  — объемный коэффициент упругости воды.

Кроме того, объем ранее нефтенасыщенного порового пространства сокращается на объем вторгшейся в залежь воды  $Q_{вт.в}(t)$  к рассматриваемому времени, за вычетом накопленной добычи воды из залежи:

$$[Q_{вт.в}(t) - Q_{в,доб}(t)](1 - \beta_v p_{пл,изб}), \quad (10.12)$$

где  $p_{пл,изб} = p_{пл0} - \Delta p_{пл} - p_0$  — избыточное давление в залежи на момент  $t$ .

В формуле (10.12)  $p_0$  – атмосферное давление.

Текущий объем порового пространства залежи, занятой нефтью к моменту  $t$ , можно выразить и через остаточные геологические запасы нефти при текущем пластовом давлении в виде

$$[Q_{нгз} - Q_{н,доб}(t)] \frac{\omega(p_{пл,тек})}{\rho_{н,д}}, \quad (10.13)$$

$$\text{где } \omega(p_{пл,тек}) = \omega(p_{пл0}) \cdot (1 + \beta_n \Delta p_{пл}). \quad (10.14)$$

Балансовое уравнение получают, вычитая из уравнения (10.10) уравнения (10.11) и (10.12), которые представляют собой эффекты системы и вторжения воды, приравняваемого к остаточным запасам нефти (10.14).

После преобразования, с учетом приведенного замечания, можно получить следующее уравнение материального баланса:

$$Q_{нбз} = \frac{(1 - \beta_{св}) \{ Q_{н,доб}(t) \cdot (1 + \beta_n \Delta p_{пл}) - \frac{\rho_{н,д}}{\beta_n \rho_{пл0}} [Q_{вт,в}(t) - Q_{в,доб}(t)] (1 - \beta_v \cdot p_{пл,изб}) \}}{(1 - \beta_{св})(1 + \beta_n \Delta p_{пл}) + \sigma_{св}(1 + \beta_v \Delta p_{пл}) - (1 + \beta_c \Delta p_{пл})}. \quad (10.15)$$

Очевидно, в уравнение (10.15) требуется ввести как независимую величину накопленного вторжения воды в залежь к моменту  $t$ . Для определения указанной величины рекомендуется использовать известные уравнения притока воды к залежи, как укрупненной скважине, вначале для бесконечного пласта (в первой фазе упругого режима), а затем для замкнутой водонапорной системы (во второй фазе упругого режима). Для первых двух-трех лет разработки залежей целесообразно уточнять фильтрационные свойства внешней водонапорной системы путем сопоставления фактического и расчетного значений снижения пластового давления по данным разработки.

Для уточнения начальных балансовых запасов нефти в залежах с карбонатными коллекторами по данным эксплуатации возможно применение некоторых статистических методов прогнозирования показателей разработки.

### **10.3. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

При начальном проектировании разработки новых залежей детали геологического строения, как правило, неизвестны. Тем не менее, первые технологические схемы разработки должны быть достаточно гибкими, чтобы впоследствии их можно было бы легко привести в соответствие с особенностями внутреннего строения залежей. Для этого в технологических схемах рекомендуется учитывать наиболее характерные особенности карбонатных коллекторов, так или иначе проявляющиеся при разработке уже изученных залежей.

По залежам нефти, приуроченным к карбонатным коллекторам, обычно отмечают ухудшение коллекторских свойств и повышение вязкости нефти вблизи водонефтяного контакта, иногда — практически полная изолированность залежи от внешней водонапорной системы. Это в первую очередь необходимо учитывать при обосновании системы заводнения.

В связи с тенденцией ухудшения коллекторских свойств в водонефтяной зоне неэффективными оказываются системы законтурного и приконтурного заводнения, а также закачка воды под подошву залежей.

Особенностью геологического строения залежей объясняется и то, что часто разработка даже небольших по размерам объектов неэффективна без поддержания пластового давления.

Как показал опыт эксплуатации нефтяных месторождений Самарской и Оренбургской областей, залежи в карбонатных коллекторах можно успешно разрабатывать при внутриконтурном заводнении. Это положение подтверждается на опыте разработки ряда месторождений Самарской, Оренбургской и Пермской областей и Республики Башкортостан.

Механизм вытеснения нефти водой в карбонатных коллекторах изучен значительно хуже, чем в терригенных. Условия разработки карбонатных коллекторов более сложны, чем терригенных, поэтому специалисты высказали предположение о том, что процесс вытеснения нефти в карбонатных пластах протекает иначе, следовательно, методики прогнозирования показателей заводнения и нефтеотдачи, используемые при проектировании разработки терригенных коллекторов, неприменимы для карбонатных.

Важным элементом системы разработки является схема размещения и плотность скважин. Выбор плотности сетки скважин — одна из самых трудных задач, которую приходит-

ся решать при составлении первых технологических схем разработки залежей в карбонатных коллекторах. В основном это объясняется отсутствием четких универсальных зависимостей между плотностью сетки скважин и конечной нефтеотдачей в карбонатных коллекторах.

По данным анализа разработки опытных участков ряда месторождений Татарстана изучено влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу для карбонатных коллекторов [57].

Полученные экспериментальные значения описываются зависимостью

$$\eta = 0,249 \cdot e^{-0,0115S^{1,5}}, \quad (10.16)$$

где  $\eta$  — коэффициент нефтеотдачи;  $S$  — плотность сетки скважин, га/скв. Корреляционное отношение равно 0,7, погрешность уравнения — 6,7 %.

Путем группирования объектов разработки с использованием метода главных компонентов проводили [51, 57] статистическую обработку кривых  $\eta = f(S)$  по однородным объектам. При этом из рассмотренных объектов выделяли группы объектов, две из которых наиболее представительны (соответственно семь и пять объектов).

По первой группе получено уравнение регрессии

$$\eta = 0,28 \cdot e^{-0,1109S^{1,5}} \quad (10.17)$$

с корреляционным отношением 0,94.

По виду полученных зависимостей, приведенных на рис. 10.6, сделано заключение, что наибольший прирост нефтеот-

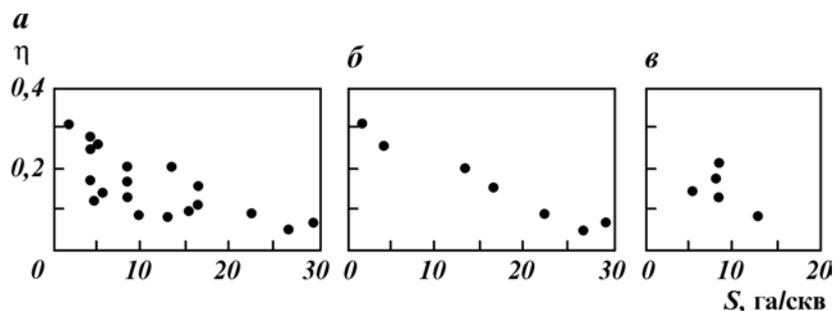


Рис. 10.6. Зависимость конечного коэффициента нефтеотдачи карбонатных пластов  $\eta$  от плотности сетки скважин  $S$  [169]:

$a$  — неоднородный объект:  $\eta = 0,249 \cdot e^{-0,0115S^{1,5}}$ ;  $б$  и  $в$  — соответственно первая и вторая группа однородных объектов:  $\eta = 0,28 \cdot e^{-0,1109S^{1,5}}$

дачи при уплотнении сетки скважин приходится на интервал изменения плотности от 5 до 15 га/скв. Влияние уплотнения уменьшается при плотности сетки скважин менее 5 га/скв. Максимальное значение коэффициента нефтеотдачи наблюдается при плотности сетки скважин 9,5 га/скв.

С целью оценки оптимальной плотности сетки скважин для условий карбонатных залежей Татарстана была выполнена серия технико-экономических расчетов [4, 90], которые показали, что оптимальная плотность для рассматриваемых случаев находится в пределах 9–14 га/скв. Отмечается, что максимальный народнохозяйственный эффект получается при более плотных сетках скважин, при более высоких удельных запасах на скважину.

В работах [57, 169] показано, что при сетке  $26,6 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$  в разработку вовлекается 61,6 % балансовых запасов нефти, в том числе 100 и 77,6 % запасов из коллекторов со средней поровой проницаемостью соответственно 0,2 и 0,1 мкм<sup>2</sup>. Запасы нефти в коллекторах со средней проницаемостью 0,05 мкм<sup>2</sup> вовлекаются в разработку на 37 %, а с проницаемостью 0,01 и 0,001 мкм<sup>2</sup> – только на 14 и 11 % соответственно.

Очевидно, такая плотность сетки скважин может оказаться оптимальной для первоначального разбуривания залежи. Бурить сразу плотную сетку скважин нерационально, так как для высокопроницаемых зон она не нужна и на них может быть пробурено много лишних скважин. Бурить редкую сетку скважин можно, но появляется опасность пропуска таких деталей внутреннего строения пластов, без которых очень трудно, а может быть невозможно произвести усовершенствование первой системы разработки и увеличить коэффициент извлечения нефти.

Разбуривание плотными сетками скважин средне- и низкопроницаемых зон можно осуществить только после бурения первой редкой сетки скважин и точного установления границ зон площадной неоднородности карбонатной толщи.

Окончательное решение об очередности разбуривания залежей, плотности первоначальной сетки скважин и возможности уплотнения сетки на средне- и низкопроницаемых зонах следует принимать на основании технико-экономических расчетов, которые, в свою очередь, должны базироваться на опыте разработки месторождений с аналогичными геолого-физическими характеристиками.

В работах Р.Х. Муслимова, Р.Г. Галеева, Р.Г. Абдулмазитова, Р.Т. Фазлыева и других ученых было показано, что карбонатные залежи Татарстана отличаются от аналогичных зале-

жей Урало-Поволжья более высокими темпами обводнения и относительно большим водонефтяным фактором при соответствующей степени промывки, что обусловлено значительной вязкостью добываемой нефти, небольшими размерами залежей, низкими коллекторскими характеристиками и др.

Одновременно с вводом этих залежей в разработку были начаты опытные работы по заводнению карбонатных коллекторов турнейского яруса. В результате анализа указанных работ, на опытных участках были выявлены следующие положительные эффекты традиционных методов заводнения: стабилизация и рост пластового давления и дебита добывающих скважин. Однако были отмечены и отрицательные последствия заводнения: в водонагнетательных скважинах воду принимали интервалы небольшой толщины (примерно 25 % перфорированной толщины отложений); по отдельным наиболее проницаемым интервалам разреза происходил быстрый прорыв воды; повышение давления нагнетания приводило к раскрытию вертикальных трещин, что способствовало обводнению добывающих скважин или уходу воды под залежь без совершения полезной работы по вытеснению нефти. Результаты анализа разработки этих залежей показали также, что ожидаемый коэффициент нефтеотдачи при существующих плотностях сетки скважин не превышает 15 %.

В результате практической реализации основных задач целевой программы по комплексному изучению залежей нефти в карбонатных коллекторах были проведены опытно-промышленные работы [114].

Опытные работы показали принципиальную возможность вытеснения нефти водой в карбонатных коллекторах. Применение методов ППД способствует интенсификации разработки и вводу в нее дополнительных запасов. Поддержание на достаточно высоком уровне энергетического состояния залежей увеличивает эффективную продолжительность применения методов увеличения дебитов скважин.

В результате наблюдений за характером продвижения фронта закачиваемой воды установлено, что она распространяется преимущественно в определенных направлениях. Для повышения коэффициента охвата заводнением в таких случаях рекомендуется применять рядные системы заводнения с ориентацией рядов между основными направлениями трещин. Применительно к массивным залежам с целью повышения эффективности заводнения предлагается вытеснять нефть с созданием гидродинамического подпора подошвенных вод.

Анализ опробования скважин, вскрывших карбонатные коллекторы, позволил установить, что без солянокислотной обработки их дебит обычно не превышает 1 т/сут, т.е. эксплуатация таких скважин без ОПЗ не эффективна.

Основными методами обработки призабойной зоны в карбонатных коллекторах месторождений Татарии являются солянокислотное воздействие и создание забойных каверн многократными кислотными ваннами.

Дебиты нефти после ОПЗ по созданию каверн увеличиваются в среднем в 1,7, жидкости — в 1,8 раза. Продолжительность эффекта — 8–13 мес без учета естественного снижения дебита скважины. Одновременно наблюдается увеличение дебита воды. Падение дебита нефти после достижения максимума в основном обусловлено обводнением добываемой продукции. Дебит жидкости после достижения максимального значения стабилизируется на уровне, в 1,5 раза превышающем прежний.

Как показала практика создания забойных каверн, их эффективность зависит от дебита скважины до обработки. Наибольшая эффективность получена от обработок скважин с дебитом до 5 т/сут.

Анализ промысловых данных показал, что солянокислотная обработка дает наибольший эффект в скважинах, обводненность которых до ОПЗ не превышала 20 %, а при создании забойных каверн наибольший эффект получен в скважинах, где обводненность до ОПЗ не превышала 40 %.

Снижение эффективности каверн-накопителей из-за роста обводненности происходит в результате как нарушения технологии проведения работ (создание высокого давления при закачке кислоты в пласт), так и неправильного подбора скважин для создания забойных каверн-накопителей. При выборе скважин для обработок следует использовать метод распознавания образов последовательной диагностической процедурой по диагностическим коэффициентам признаков, полученным после обработки фактических данных.

Как показали исследования, оптимальные условия для создания каверн-накопителей в залежах турнейских отложений рассматриваемого региона следующие: расстояние от нижних перфорационных отверстий до ВНК не менее 10 м; удельный дебит до ОПЗ не менее 0,18 т/(сут·м); обводненность до ОПЗ менее 25 %; удельная суммарная добыча нефти до ОПЗ менее 200 т/м; удельный расход кислоты не менее 7 м<sup>3</sup>/м на одну операцию.

При проведении солянокислотных ОПЗ успешность состава

вила всего 53,8 %. Успешность работы снижается вследствие значительной неоднородности пластов по проницаемости, малого охвата кислотным воздействием по толщине пласта, прорыва закачиваемой кислоты в подошву залежи, что создает дополнительные пути фильтрации подошвенной воды. Для повышения этого показателя при солянокислотном воздействии на пласт применяют направленную солянокислотную обработку, которая является одной из разновидностей поинтервальной обработки.

Кроме рассмотренных методов интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов, в ограниченном объеме бурили скважины с открытым забоем и горизонтальные скважины. Эти методы не нашли широкого применения из-за отсутствия необходимых геологических условий (незначительные толщины коллекторов, размеры залежей и др.).

Среди мероприятий, направленных на увеличение продолжительности эксплуатации скважин, т.е. на повышение нефтеизвлечения, одно из ведущих мест занимают методы борьбы с обводнением добываемой продукции.

По мере освоения разработкой нефтяных залежей в карбонатных коллекторах, приуроченных к большим глубинам, все более заметную роль в развитии добычи нефти начинают играть залежи в трещиноватых коллекторах. Такие залежи представляют собой, как правило, массивные скопления углеводородов, характеризуются крайне резкой неоднородностью фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов и, как результат, высокой изменчивостью продуктивности скважин. При этом в отличие от коллекторов гранулярного типа, неоднородность которых главным образом определяется изменчивостью литологии породы, в трещиноватых коллекторах изменение свойств обусловлено микронеоднородностью, т.е. изменением структуры порового пространства пород, часто при довольно однородном литологическом составе.

Анализ текущего состояния разработки залежей с карбонатными коллекторами показывает значительно меньшую эффективность их разработки по сравнению с залежами в терригенных коллекторах. Например, текущий темп отбора нефти из разрабатываемых залежей в карбонатных коллекторах месторождений Татарстана в 3 раза меньше, чем в целом по отрасли [51, 57, 67]. Это привело к ограничению ввода таких залежей в эксплуатацию, либо к эксплуатации их возвратным фондом скважин. Целесообразность активного ввода в разработку залежей в карбонатных коллекторах непосредственно связана со структурой запасов нефти в том или ином

нефтедобывающем районе. Например, значительная часть залежей нефти приурочена к трещинному или трещиновато-пористому типу коллектора, что повлекло за собой активную их эксплуатацию. С другой стороны, запасы нефти карбонатных пластов Татарстана практически мало вовлечены в разработку.

Низкая эффективность выработки запасов во многом объясняется несоответствием применяемых систем разработки горно-геологическим условиям конкретных залежей, которые характеризуются наличием трещиноватости и кавернозности, набором разнообразных литологических типов пород, повышенной геологической неоднородностью по различным параметрам строения залежей, низкими коллекторскими свойствами, сложной и многообразной структурой порового пространства, многопластовостью, линзовидностью строения и др. В этих сложных геолого-физических свойствах проектирование и разработка залежей в карбонатных коллекторах часто осуществляются без достаточной дифференциации и учета названных особенностей.

#### **10.4. ПРОМЫСЛОВЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ МУН НА ОСНОВЕ ПДС И МПДС**

Ниже приведены геолого-физические характеристики Шегурчинского, Архангельского и Беркет-Ключевского месторождений, выбранных в качестве первоочередных объектов для промысловых исследований.

В тектоническом отношении **Шегурчинское месторождение** расположено на западном склоне Южно-Татарского свода, в пределах Черемшано-Ямашской структурной террасы. В строении месторождения принимают участие осадочные образования девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной систем. Промышленно-нефтеносными являются отложения турнейского яруса, бобриковского, тульского, алексинского горизонтов нижнего карбона. На месторождении открыто 36 залежей нефти, контролируемых структурами III порядка. Размеры залежи изменяются от 1,3–5,7 до 0,8–4,8 км, высота от 38,3 до 43,9 м. Средняя глубина залегания залежей составляет 840 м.

Карбонатные пласты-коллекторы турнейского, башкирского ярусов, алексинского и верейского горизонтов представлены известняками сгустково-комковатыми, биоморфными, ор-

ганогенно-обломочными, нередко доломитовыми или глинистыми, участками трещиноватыми.

В отложениях среднего карбона залежи нефти приурочены к продуктивным пластам  $B_{ш}$  башкирского яруса и  $V_p-2$ ,  $V_p-3$  в основании верейского горизонта. Башкирские и верейские слои в пределах залежей имеют углы падения от  $0^\circ 30'$  до  $2^\circ 30'$ . Типы залежей в башкирских и верейских отложениях различны: в первых преобладают массивно пластовые, для вторых характерны пластово-сводовые, литологически осложненные. По литолого-петрографической характеристике карбонатные породы-коллекторы башкирско-верейского комплекса относятся к поровому или порово-трещинному типам.

Параметры пластов верейского горизонта определены различными методами наиболее полно. Пористость пластов  $V_p-2$  и  $V_p-3$ , рассчитанная как среднеарифметическая по 107 образцам кернов из 11 скважин, составляет 15,3 %. Средняя проницаемость пород равна  $0,144 \text{ мкм}^2$ . Значения проницаемости, полученные по данным лабораторных и гидродинамических исследований, близки.

Разделом между карбонатными пластами башкирских и верейских залежей служит пачка глинистых пород толщиной 1,0–4,8 м в основании верейского горизонта и пачка плотных известняков в кровле башкирского яруса толщиной до 13,6 м. Различие отметок ВНК верейских и башкирских залежей свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи между ними.

Верейские пласты  $V_p-2$  и  $V_p-3$  отделены друг от друга тонкослойной пачкой глинистых пород и перекрываются мощной (до 33–38 м) толщей терригенно-карбонатных пород, среди которых преобладают глины, аргиллиты, глинистые алевролиты.

В геологическом строении **Архангельского месторождения** принимают участие докембрийские, каменноугольные, пермские, неогеновые и четвертичные отложения. Промышленно-нефтеносными являются каменноугольные отложения. В тектоническом отношении месторождение расположено на северо-западном склоне Южного купола Татарского свода, осложненном структурами III порядка, контролирующими залежи месторождения.

В пределах Архангельского месторождения выявлено 28 залежей нефти: 16 залежей приурочены к терригенным отложениям тульского горизонта, остальные 12 связаны с карбонатными породами турнейского и башкирского ярусов, а

также каширского, верейского и алексинского горизонтов. Размеры залежей изменяются от 0,3–0,2 до 10,6–5,3 км, высота – от 1,5 до 55,6 м. Средняя глубина залегания залежей нижнего карбона составляет 1000 м, среднего карбона – 850 м. Залежи нефти турнейского и башкирского ярусов массивного типа, а тульского, алексинского, верейского, каширского горизонтов относятся к сводовым литологически осложненным.

Башкирский ярус представлен двумя продуктивными пластами  $C_b-1$  и  $C_b-2$ , сложенными известняками и доломитами. Пласты-коллекторы расслаиваются прослоями уплотненных пород на несколько эффективных пропластков, количество которых непостоянно и меняется от скважины к скважине, достигая до 16 слоев. Верхний пласт – коллектор  $C_b-2$  на отдельных участках площади замещен плотными породами, а нижний пласт  $C_b-1$  практически повсеместно распространен. Основной тип коллектора – поровый. Коллекторы трещинно-порового типа преобладают в пласте  $C_b-2$ . Лучшими коллекторскими свойствами обладают известняки пласта  $C_b-1$ . Коллекторы башкирского яруса распространены на площади почти повсеместно, за исключением юго-восточного участка и небольшой линзы в центральной части, где они замещены плотными породами.

Карбонатная толща турнейских и башкирских отложений характеризуется сложным литолого-петрографическим строением. Это выражается в незакономерном чередовании пористо-проницаемых и плотных пород. Поэтому эти отложения являются наиболее неоднородными по коллекторским свойствам. Их можно характеризовать как среднеемкие, низко- и среднепроницаемые.

Башкирская продуктивная толща отличается значительными изменениями нефтенасыщенной толщины. Это является следствием литологической неоднородности и неравномерного нефтенасыщения всей толщи, состоящей из переслаивающихся пористых и плотных разновидностей пород. Количество эффективных прослоев по скважинам изменяется от 1 до 16, толщина их колеблется от 0,8 до 20,0 м. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 4,7 м. По результатам исследований установлено, что наиболее изменчивым параметром пластов является коэффициент проницаемости.

**Беркет-Ключевское месторождение** расположено в западном Закамье. В строении месторождения принимают участие докембрийские, девонские, каменноугольные, пермские, неогеновые и четвертичные отложения. В тектоническом отно-

шении Беркет-Ключевское месторождение расположено на западном склоне Южно-Татарского свода, в пределах Черемшано-Уртинского вала, осложненном структурами III порядка, контролирующими залежи нефти. Промышленно-нефтеносными являются отложения верейского горизонта среднего карбона, бобриковского горизонта и турнейского яруса нижнего карбона, кыновского и пашийского горизонтов верхнего девона.

В пределах месторождения выявлено 30 залежей нефти, из них с промышленной нефтеносностью – 12. Пять залежей приурочено к терригенным отложениям тульского и бобриковского горизонтов и семь связаны с карбонатными породами верейского горизонта и турнейского яруса. Размеры залежей изменяются от 0,6×0,6 до 3,0×1,9 км.

В отложениях турнейского яруса выделяются три горизонта: кизеловский, черепетский, малевско-упинский. Нефтеносность в основном связана с кизеловскими коллекторами, реже с породами черепетского и малевско-упинского горизонтов.

В разрезе продуктивных пластов полидетритово-сугликовые известняки, а комковатые известняки встречаются в виде маломощных прослоев. В плотных прослоях отмечаются микротрещины.

Средние значения пористости и проницаемости по эффективным нефтенасыщенным прослоям составляют 12 % и  $12,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Это позволяет классифицировать карбонатные породы как среднеемкие, среднепроницаемые. По литолого-петрографическим данным тип коллектора – поровый.

Нефтенасыщенная толщина турнейских отложений колеблется от 0,4 до 34,8 м. Такое колебание толщин связано с посттурнейским размывом, который привел к образованию так называемых «врезов», образованных терригенными отложениями визейского яруса.

В турнейских отложениях выделяются до 22 отдельных пористо-проницаемых прослоев, суммарная нефтенасыщенная толщина которых изменяется от 0,4 до 34,8 м, в среднем составляя 14,5 м. Эти прослои гидродинамически связаны между собой и индексированы как пласты-коллекторы сверху вниз  $C_{кз}-1$ ,  $C_{чр}-1$ ,  $C_{мл+уп}-1$ . По своему строению и коллекторским свойствам пласты различаются. Пласт  $C_{мл+уп}-1$  сложен в основном комковатыми известняками, неоднороден, количество прослоев изменяется от 2 до 12, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 до 17,6 м, в

Таблица 10.7

**Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (горизонтов)**

Количество скважин, использованных для анализа	Коэффициент песчаности		Коэффициент расчлененности		Характеристика прерывистости
	Среднее значение	Коэффициент вариации	Среднее значение	Коэффициент вариации	
73	0,57	0,33	1,0	—	0,93
Турнейский горизонт					
161	0,50	0,51	1,41	0,50	0,93
Тульский горизонт					
198	0,66	0,30	1,0	—	0,98
Башкирский горизонт					
210	0,65	0,28	1,9	0,24	0,92
Верейский горизонт					

среднем составляет 10,6 м. Пористость и проницаемость составляют соответственно 12,2 % и 0,050 мкм<sup>2</sup>.

Пласт  $C_{\text{чр}}-1$  сложен полидетритово-сугликовыми известняками, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,4 до 6,8 м, в среднем составляет 4,4 м. Пористость и проницаемость в среднем равны 11,1 % и 0,025 мкм<sup>2</sup>.

Пласт  $C_{\text{кз}}-1$  по своей характеристике занимает среднее положение между вышеназванными пластами. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 7,7 м, значения пористости и проницаемости — 11,8 % и 0,053 мкм<sup>2</sup>.

Таким образом, для продуктивных карбонатных пластов Архангельского, Беркет-Ключевского и Шегурчинского месторождений характерна высокая степень неоднородности. Статистические показатели характеристик неоднородности пластов приведены в табл. 10.7.

Вариации значений проницаемости, пористости и связанной воды для карбонатных коллекторов гораздо выше, чем для продуктивных терригенных коллекторов месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Отличия эти в значительной мере обусловлены вещественным составом коллекторов.

**СОСТАВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ  
И СВОДЫ В ЗАЛЕЖАХ С КАРБОНАТНЫМИ  
КОЛЛЕКТОРАМИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ,  
РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НГДУ «ЯМАШНЕФТЬ»**

Результаты исследований, выполненных в ТатНИПинефти, показывают, что нефти всех горизонтов с карбонатными коллекторами близки по своим параметрам. Все они, в основном, тяжелые, высокосернистые, высокопарафиновые, высоковязкие. Нефти верейского горизонта отличаются большой плотностью, повышенной вязкостью, низким газовым фактором. Диапазон изменений значений основных параметров нефти по горизонтам значительный. Так, вязкость нефти тульского горизонта по скважинам изменяется от 15,5 до 106,4 мПа·с, давление насыщения нефти газом — от 1,3 до 7,1 МПа, газовый фактор — от 3,2 до 43,8 нм<sup>3</sup>/т. Аналогичное положение наблюдается и по башкирскому ярусу (табл. 10.8).

Таблица 10.8

**Характеристики пластовых нефтей  
башкирского яруса в залежах с карбонатными  
коллекторами НГДУ «Ямашнефть»**

Параметр	Диапазон изменения параметра	Среднее значение параметра
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,40 – 5,75	4,1
Газосодержание, нм <sup>3</sup> /т	15,97 – 31,00	19,6
Газовый фактор, нм <sup>3</sup> /т, при условии сепарации:	—	15,8
$p_1 = 0,5$ МПа, $T_1 = 9$ °С	—	10,54
$p_{II} = 0,1$ МПа, $T_2 = 9$ °С	—	5,26
Объемный коэффициент, доли ед.	1,023 – 1,061	1,041
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	854 – 906,6	874,8
Вязкость, мПа·с	21,31 – 101,69	41,12
Содержание в разгазированной нефти, % (по массе):		
серы	3,0 – 4,9	3,85
асфальтенов	3,45 – 16,2	10,00
парафинов	2,61 – 3,19	2,98

## СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

Технологические жидкости при использовании ПДС и МПДС для увеличения нефтеотдачи послойно-неоднородных карбонатных пластов готовили, как правило, на сточных водах нефтепромыслов. Химический состав и общая минерализация этих вод, безусловно, влияют на механизм образования ПДС и на эффективность технологии УНП.

Воды отложений среднего и нижнего карбона по своим физико-химическим свойствам относятся к хлоркальциевому типу с различной минерализацией. Они близки по своему химическому составу и свойствам, обладают практически одинаковой вязкостью, плотностью, лишь незначительно отличаются общей минерализацией (табл. 10.9).

Закачиваемые воды, пресные или слабоминерализованные, смешиваясь с пластовой, разбавляют ее и снижают общую минерализацию. Об уменьшении общей минерализации можно судить по уменьшению плотности попутной воды, так как для многих солей многовалентных металлов плотность водных растворов пропорциональна концентрации растворенных в ней солей, эти данные получены по анализу вод из добывающих скважин в процессе эксплуатации. По мере закачки воды в нагнетательные скважины в добывающих скважинах отбираемые пробы воды имеют все более низкую плотность, а следовательно, и минерализацию, которая со временем начинает приближаться к плотности закачиваемой воды (рис. 10.8).

На рис. 10.9–10.11 показано изменение содержания наиболее характерных для пластовых вод ионов солей в процессе эксплуатации. По этим кривым видно, что содержание различных ионов в пластовой воде снижается в процессе нагнетания больших объемов воды и приближается к содержанию

Таблица 10.9

### Физико-химические свойства пластовых вод верей-башкирского горизонта

Параметр	Количество исследованных проб	Диапазон изменения параметра	Среднее значение параметра
Газосодержание, $\text{нм}^3/\text{м}^3$	2	0,097–0,157	0,127
Вязкость, мПа·с	4	1,46–1,72	1,56
Общая минерализация, г/л	4	192–241	236
Плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$	4	1124–1163	1154

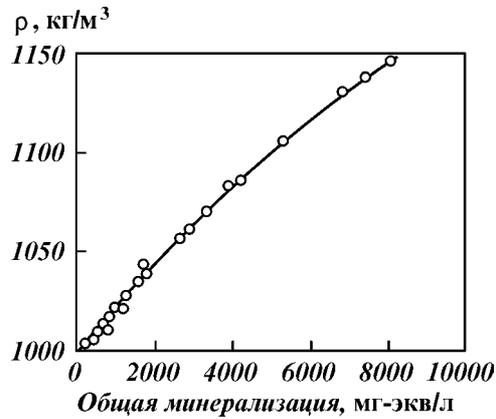


Рис. 10.7. Зависимость плотности пластовых вод  $\rho$  башкирско-верейских отложений от содержания солей

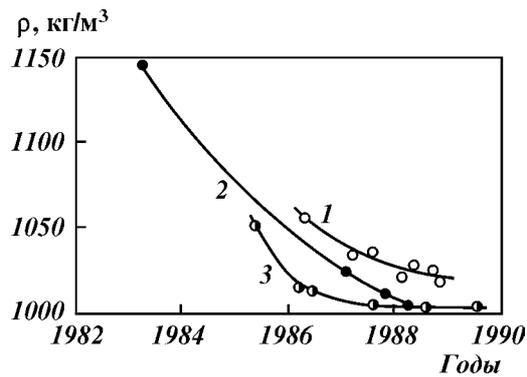


Рис. 10.8. Изменение плотности попутной воды  $\rho$  на объектах с карбонатными коллекторами НГДУ «Ямашнефть». Добывающие скважины: 1 – 4710; 2 – 4711; 3 – 4717

этих ионов в закачиваемой воде. Таким образом, при закачке ПДС будет контактировать и взаимодействовать в основном с закачиваемой водой, имеющей меньшую минерализацию, чем начальная пластовая.

Одной из главных причин относительно низкой нефтеотдачи пластов, представленных карбонатными коллекторами также является высокая послойная и зональная неоднородность их строения. Кроме того, в условиях карбонатных кол-

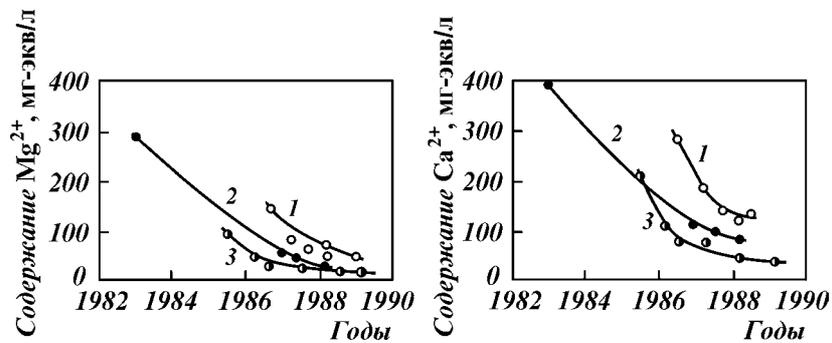


Рис. 10.9. Изменение содержания ионов Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup> в попутной воде некоторых скважин НГДУ «Ямашнефть»:  
1 — скв. 4710; 2 — скв. 4711; 3 — скв. 4717

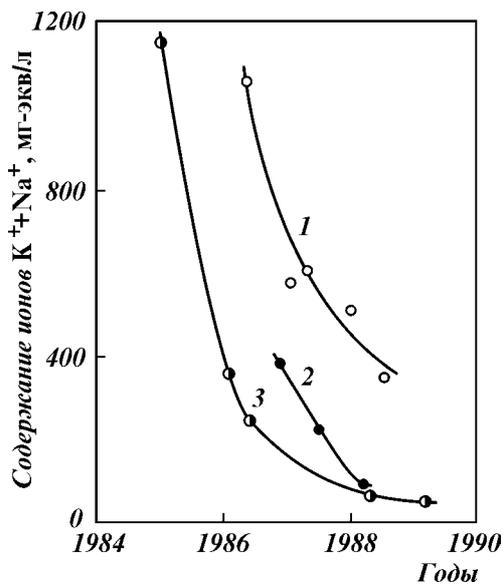


Рис. 10.10. Изменение суммарного содержания ионов K<sup>+</sup> + Na<sup>+</sup> в попутной воде некоторых скважин НГДУ «Ямашнефть»:  
1 — скв. 4710; 2 — скв. 4711; 3 — скв. 4717

лекторов большую роль в механизме вытеснения нефти водой играет трещиноватость пластов.

Первоочередные промышленные исследования по оценке принципиальной возможности и эффективности МУН на основе ПДС и МПДС проводили с 1991 г. на Архангельском и

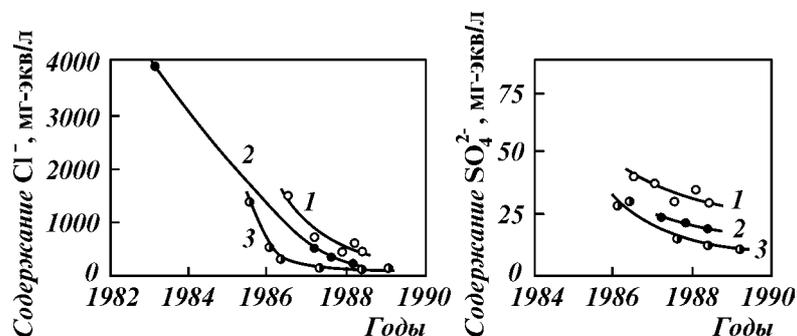


Рис. 10.11. Изменение анионов  $\text{Cl}^-$  и  $\text{SO}_4^{2-}$  в попутной воде карбонатных коллекторов НГДУ «Ямашнефть»: 1 – скв. 4710; 2 – скв. 4711; 3 – скв. 4717

Бавлинском месторождениях Республики Татарстан и на Балкановском месторождении Республики Башкортостан. При выборе экспериментальных участков изучали особенности строения нефтяных залежей и анализировали динамику основных показателей их разработки.

Для продуктивных пластов башкирского яруса Архангельского месторождения были выявлены следующие геолого-физические особенности:

1) продуктивные пласты обладают низкой проницаемостью (на два порядка ниже терригенных пластов);

2) для карбонатных пластов характерна трещинность, повышающая проницаемость пластов в несколько раз (в 3–6 раз);

3) высокая изменчивость коллекторских свойств как по толщине пластов, так и по простиранию, обусловлена влиянием на их формирование вторичных геолого-тектонических процессов;

4) пластовые нефти характеризуются повышенным содержанием асфальтено-смолистых веществ и высокой вязкостью.

Перечисленные особенности существенно влияют на продуктивную характеристику скважин и нефтеотдачу пластов.

Одной из важных особенностей нефтяного пласта, влияющих на динамику разработки, является неоднородность пород по характеру смачиваемости их поверхности пластовыми флюидами. При извлечении остаточной нефти физико-химическими методами необходимо знать, в какой степени остаточная нефть связана с поверхностью породы. В гидро-

фильных породах, очевидно, она удерживается слабее, чем в гидрофобных. Известно, что карбонатные коллекторы являются в основном гранулярными, т.е. аналогичны терригенным, а электрохимическая активность карбонатной поверхности достаточно высокая, поэтому для определения смачиваемости карбонатных пород можно использовать методику, разработанную для терригенных пород. Она заключается в следующем.

В гидрофильных породах наблюдаются более низкие амплитуды потенциала СП  $A_{СП}$  в нефтенасыщенных пластах, а в водоносных пластах повышенные. Чем выше степень нефтенасыщенности, тем ниже  $A_{СП}$ . В гидрофобных пластах амплитуда  $A_{СП}$  не снижается по мере роста нефтенасыщенности, а остается такой же, как и у водоносных. В ряде случаев при повышенной степени гидрофобности величина  $A_{СП}$  даже выше, чем у водоносных пластов. На примере Архангельского месторождения (башкирский ярус) автором совместно с соавторами изучена зависимость

$$A_{СП} = f(m), \quad (10.18)$$

где  $m$  — коэффициент пористости, определяемый по ВГК, %.

Из рис. 10.12 видно, что чем выше пористость, тем выше амплитуда  $A_{СП}$ . Однако разброс точек при постоянной порис-

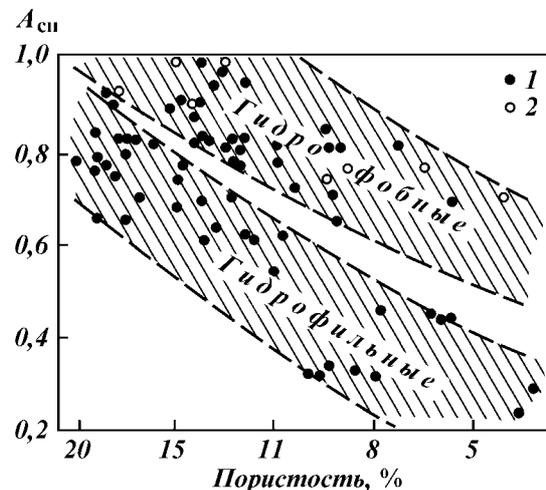


Рис. 10.12. Распределение карбонатных коллекторов на гидрофильные и гидрофобные (башкирский ярус Архангельского месторождения). По данным Р.С. Касимова:

1 — нефтеносные пласты; 2 — водоносные пласты

тости достаточно большой, что объясняется гидрофобизацией поверхности. Так, при пористости 18–20 % точки с повышенными значениями  $A_{\text{сп}}$  группируются вместе и отделяются довольно четко от точек с пониженными значениями.

За граничное значение можно принять  $A_{\text{сп}} = 0,9$ . Тогда при  $A_{\text{сп}} = 0,80–0,87$  это будут гидрофильные пласты, при  $A_{\text{сп}} = 0,90–1,0$  – гидрофобные пласты.

При применении ПДС и МПДС для УНП наибольший эффект следует ожидать в гидрофильных пластах, у которых остаточная (малоподвижная) нефть напрямую не связана с породой, т.е. не адсорбирована физико-химическими силами.

Анализ данных по смачиваемости пород Архангельского месторождения показал, что гидрофильность более типична для высокопористых пород (пористость более 15 %), для низкопористых вероятность существования гидрофобной и гидрофильной поверхностей одинакова.

Особое влияние на процесс выработки нефти из карбонатных продуктивных пластов оказывает трещиноватость.

Как известно, трещиноватость пород в той или иной степени характерна для коллекторов всех типов. Но большей частью залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены к карбонатным отложениям. Изучение карбонатных коллекторов показало, что проницаемость пласта зависит в основном не от пористости матрицы породы, а от количества трещин и их размеров.

На всех участках Архангельского месторождения заводнение коллекторов сопровождалось прорывом закачиваемых вод к отдельным скважинам. Анализ взаимодействия очагов заводнения и обводнившихся скважин свидетельствует о наличии системы трещин, существование которых отмечалось по материалам сейсмических работ (рис. 10.13). Обводнение продукции скважин по системе трещин подтверждается быстрым и скачкообразным ростом обводненности продукции некоторых скважин от 10–15 до 98–100 %.

При этом происходит резкое опреснение попутно добываемой воды за счет смешения закачиваемой пресной воды с пластовой.

Наличие трещин в пласте можно оценить по характеру распределения скважин с завышенными значениями начальных дебитов в пластах с одинаковой пористостью.

Известно, что породы разбиты не только редкими макротрещинами с плотностью 1–2 на метр толщины и шириной  $\delta_{\text{т}} = 0,3–0,5$  мм, но и сеткой мелких трещин шириной

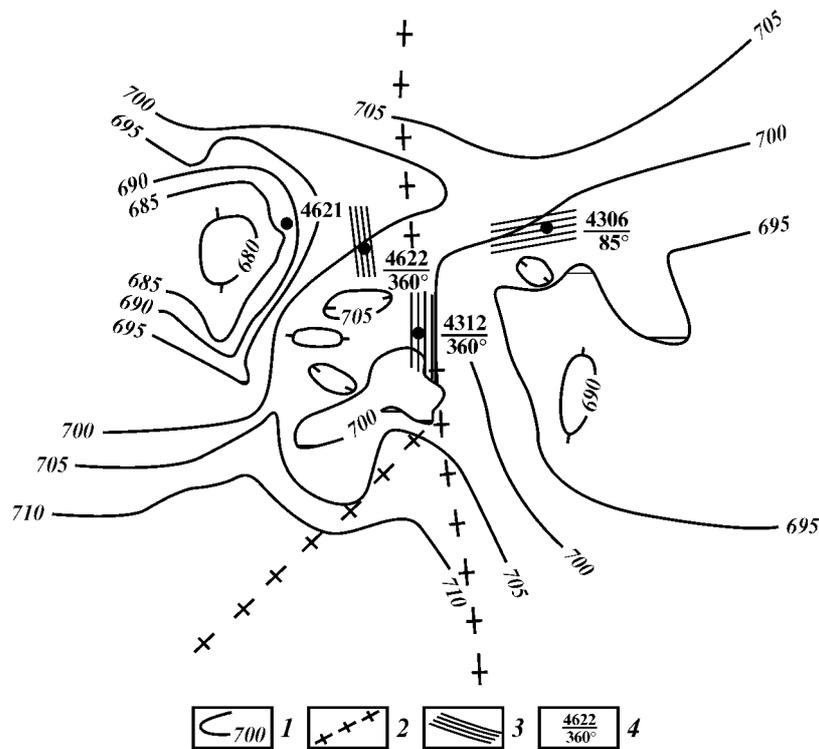


Рис. 10.13. Сведения о трещиноватости разреза по скважинам Архангельского месторождения (по материалам сейсмических работ). По данным Р.С. Касимова:

1 — изогипсы кровли башкирского яруса; 2 — прогибы в кристаллическом фундаменте (по данным бурения); 3 — ориентировка открытых вертикальных трещин в отложениях нижней перми и среднего карбона; 4 — в числителе номер скважины, в знаменателе направление трещиноватости

$\delta_T = 0,03-0,05$  мм. Их количество на 1 м толщины достигает 20. Суммарная емкость всех трещин может быть достаточно большой — до 1–2 %. При первичном вскрытии пласта происходит активное проникновение фильтрата бурового раствора. По трещинам глубина проникновения раствора может достигать 2–3 м. Чем больше трещин, тем глубже и интенсивнее проникновение, отмечаемое по данным бокового электрического зондирования. Выявление трещинных пластов проводится по резкому различию электросопротивления самого пласта  $\rho_n$  и зоны его проникновения  $\rho_{з.пр.}$ . При наличии трещин  $\rho_{з.пр.}/\rho_n \geq 2-3$ . В нетрещинных карбонатных коллек-

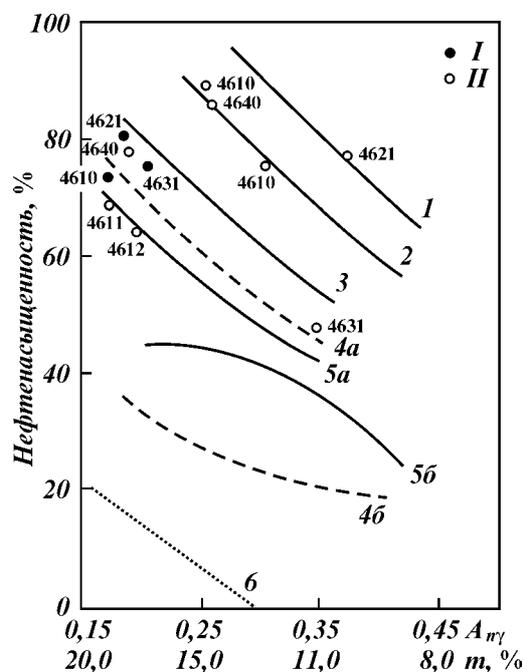


Рис. 10.14. Зависимость начальной нефтенасыщенности от пористости *I* карбонатного коллектора (башкирский ярус, Архангельское месторождение).

Пласты: *I* – гидрофильные, *II* – гидрофобные; 1, 2, 3 – завышенные значения нефтенасыщенности из-за проникновения фильтрата бурового раствора (трещиноватость: 1 – небольшая, 2 – средняя, 3 – высокая); 4а и 4б – для гидрофильных пластов соответственно начальная и малоподвижная нефтенасыщенность; 5а и 5б – для гидрофобных пластов соответственно начальная и малоподвижная нефтенасыщенность; 6 – неподвижная нефтенасыщенность (по микрозонду)

торах  $\rho_{з.пр.}/\rho_n = 1-2$ . В нетрещинных песчаных коллекторах  $\rho_{з.пр.}/\rho_n < 1-2$ . Так в скв. 4621 Архангельского месторождения работающая верхняя часть пласта толщиной 5,2 м оценивается как трещинная, так как  $\rho_{з.пр.}/\rho_n = 140/40 = 3,5$ . Нижняя часть пласта толщиной 4,0 м с  $\rho_{з.пр.}/\rho_n = 1,6$  является нетрещинной. Это означает, что проницаемость нижней части продуктивного пласта в 2–3 раза ниже, чем верхнего интервала.

В основе следующей приближенной методики определения трещиноватости по геофизическим данным лежит существование достаточно тесной корреляционной связи между

проницаемостью кернов и количеством остаточной воды в коллекторе (коэффициент корреляции составляет 0,75–0,80). Установлено, что чем выше пористость пласта, тем выше начальная нефтенасыщенность (рис. 10.14, кривые 4а и 5а – соответственно для гидрофильных и гидрофобных нетрещинных пород). На рис. 10.14 также приведены данные по мало-подвижной нефти (по данным БКЗ, кривые 4б и 5б) и неподвижной нефти (по данным микрозонда, кривая б).

Все фактические точки согласно рис. 10.14 можно разделить на две группы: близкие к линиям 4а и 5а – нетрещинные пласты; резко отклоняющиеся вверх – трещинные пласты.

Результаты геофизической интерпретации в подавляющем большинстве случаев совпадают с данными по дебитам скважин по нефти.

#### **ЛАБОРАТОРНЫЕ ОПЫТЫ ПО ВЫТЕСНЕНИЮ НЕФТИ ИЗ МОДЕЛЕЙ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД**

Для обоснования основных параметров технологий УНП, представленных карбонатным породами, были проведены лабораторные опыты по вытеснению нефти из моделей неоднородных сред. Как и в предыдущих случаях, послойно-неоднородный пласт с гидродинамически несвязанными прослоями моделировался кернодержателями длиной 1 м и диаметром 0,03 м. Пористой средой служил молотый карбонатный керн широкой фракции. Подготовка моделей пластов производилась в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 5. Моделировалась связанная вода, количество которой определялось объемно-массовым методом. Температура, скорость фильтрации технологических жидкостей соответствовали реальным пластовым условиям. Процесс вытеснения нефти из моделей пластов производился в режиме постоянного расхода нагнетаемой жидкости при температуре 30 °С.

Методика проведения процесса нефтевытеснения заключалась в следующем. Первичное вытеснение нефти производилось моделью попутной воды минерализацией 130 г/л практически до полного обводнения вытесняемой жидкости и стабилизации коэффициента вытеснения нефти из высокопроницаемого пропластка. Затем закачивалась оторочка ПДС, состоящая из равных по объему оторочек 0,05%-ного раствора полиакриламида и 1%-ной глинистой суспензии, приготовленных на пресной воде. При закачке глинистая суспензия во

избежание ее оседания постоянно перемешивалась с помощью специального устройства.

Далее процесс заводнения возобновлялся и продолжался до полного обводнения вытесняемой жидкости и стабилизации фильтрационных характеристик.

Замеры перепада давления, расхода жидкости во времени по каждому пропластку и количества вытесненной нефти являлись исходными данными для расчета параметров, определяющих эффективность ПДС, для вытеснения остаточной нефти из низкопроницаемого пропластка.

Результаты проведенных исследований анализировались путем построения зависимостей текущего коэффициента вытеснения  $K_{vi}$ , обводненности  $\eta_v$  и подвижности  $k/\mu$  от количества прокачанной жидкости, выраженной в долях от порового объема пласта. Прирост коэффициента вытеснения  $\Delta K_v$  определяли по формулам, приведенным в табл. 5.1. В некоторых опытах для оценки величины  $\Delta K_v$  использовали формулу

$$\Delta K_v = \frac{V_{нф} - \Delta V_{нп}}{V_{нз}} \cdot 100 = \Delta K_{вф} - \Delta K_{вп}, \quad (10.19)$$

где  $V_{нф}$ ,  $\Delta V_{нп}$  и  $V_{нз}$  — соответственно, объем нефти, суммарной извлеченной из модели пласта, прогнозное приращение объема извлеченной нефти из низкопроницаемого прослоя при многократной промывке водой и начальный объем нефти в модели пласта. Прогнозный прирост объема нефти  $\Delta V_{нп}$  определяли расчетным путем, исходя из допущения линейного характера изменения коэффициента вытеснения нефти из низкопроницаемого прослоя модели пласта.

Важными параметрами при сравнении результатов опытов служили фактор сопротивления и остаточный фактор сопротивления при фильтрации воды после закачки ПДС (МПДС).

Лабораторные опыты были проведены на четырех моделях послойно-неоднородного пласта. Результаты исследований показали (табл. 10.10), что к концу первичного вытеснения нефти водой, определяемого полным обводнением вытесняемой жидкости из высокопроницаемого прослоя, коэффициент вытеснения по ним составлял 0,51–0,56. По низкопроницаемым прослоям к этому моменту времени текущий коэффициент вытеснения нефти водой не превышал 2,4–3,5 % при продолжающемся безводном вытеснении нефти. Таким образом, к концу первичного вытеснения невыработанными остаются низкопроницаемые пропластки при высоких значениях обводненности отбираемой жидкости из модели пласта

Таблица 10.10

**Результаты лабораторных опытов по вытеснению нефти из моделей послойно-неоднородных пластов**

Номер опыта	Характеристика пористых сред		Вытеснение нефти водой			Оторочки технологических жидкостей (объем каждой оторочки равен 0,1 объема пор)	Показатели довытеснения нефти после отбора 2-х объемов пор жидкости			Остаточный фактор сопротивления, доли ед.
	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Нефтенасыщенность, %	Коэффициент вытеснения, %	Обводненность вытесняемой жидкости, %	Средний коэффициент вытеснения, %		Коэффициент вытеснения, %	Прирост коэффициента вытеснения, %	Прирост среднего коэффициента вытеснения, %	
1. ВП НП по модели	3,50 0,25 —	65,5 68,8 67,1	51,0 2,4 —	100 0 98,8	— — 27,4	I — 0,05 % Accotrol II — 1,0 % глинистая суспензия	51,0 16,3 —	0 13,9 —	— — 6,8	1,84
2. ВП НП по модели	4,05 0,24 —	63,2 54,2 59,2	55,9 3,3 —	100 0 99,8	— — 32,4	I — 0,05 % Accotrol II — 1,0 % глинистая суспензия	55,9 9,8 —	0 6,5 —	— — 2,9	1,31
3. ВП НП по модели	3,90 0,24 —	69,1 60,1 64,1	60,4 1,7 —	100 — 99,8	— — 30,2	I — 0,05 % Accotrol II — 1,0 % глинистая суспензия	60,4 9,8 —	0 8,1 —	— — 2,2	1,47
4. ВП НП по модели	3,90 0,25 —	78,0 75,0 76,8	67,0 3,5 —	100 — 98,7	— — 38,2	I — 0,05 % Accotrol II — 1,0 % глинистая суспензия	67,0 17,4 —	0 13,9 —	— — 6,0	1,50

Примечание. ВП — высокопроницаемый пропласток, НП — низкопроницаемый пропласток.

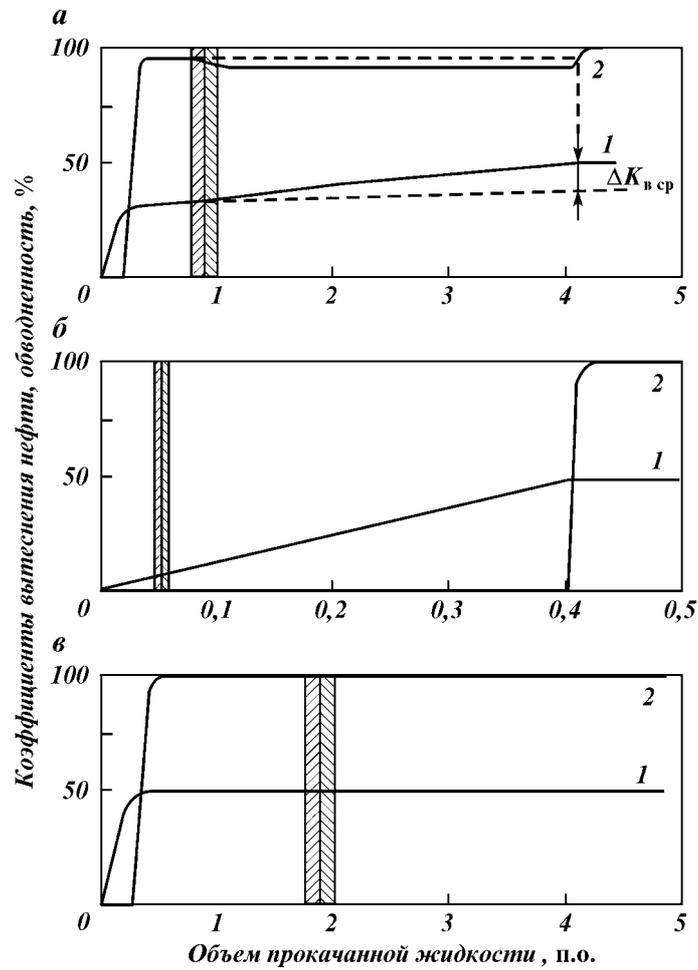


Рис. 10.15. Динамика процесса нефтewытеснения с применением ПДС в неоднородном карбонатном пласте и отдельно по пропласткам:  
*а* – модель пласта, *б* – низкопроницаемый прослой, *в* – высокопроницаемый прослой; *1* – раствор полимера; *II* – глинистая суспензия; *1* – коэффициент вытеснения нефти; *2* – обводненность вытесняемой жидкости;  $\Delta K_{в\ ср}$  – прирост среднего коэффициента вытеснения по сравнению с прогнозным значением без применения ПДС

в целом. Такая же картина наблюдается и в реальных пластах при прорыве воды в добывающие скважины – основная масса закачиваемой воды фильтруется по промытым высокопроницаемым зонам.

В этих условиях закачка полимердисперсной системы приводит к снижению подвижности воды (увеличению фильтрационного сопротивления) в высокопроницаемом пропластке и за счет этого – к более интенсивному вытеснению нефти из низкопроницаемого пропластка, т.е. к увеличению охвата неоднородного пласта заводнением. В результате этого происходит уменьшение обводненности извлекаемой продукции (рис. 10.15, а, кривая 2) и увеличение коэффициента вытеснения нефти (рис. 10.15, а, кривая 1) по сравнению с обычным заводнением.

Остаточный фактор сопротивления после закачки ПДС (МПДС) в карбонатный коллектор равнялся в среднем 1,5, что соответствует снижению проницаемости высокопроницаемого пропластка на 33 %, а среднее значение прироста коэффициента вытеснения при этом составило 3 %.

Таким образом, моделирование показало положительное влияние технологии применения ПДС в карбонатных коллекторах.

Для сравнения результатов процесса нефтевытеснения и эффективности воздействия ПС на неоднородный пласт были проведены опыты на терригенных коллекторах, аналогичные приведенным выше. По результатам исследований, приведенным в табл. 10.10, следует, что при первичном заводнении коэффициент вытеснения высокопроницаемого пропластка для карбонатных пористых сред оказался меньше на 12 %. Подвижность воды по высокопроницаемому пропластку с карбонатной пористой средой к концу первичного заводнения также имеет более низкое значение, чем для песчаных пористых сред. Сравнение характера изменения подвижности воды до и после оторочек ПДС также показывает идентичность воздействия ПДС. Остаточный фактор сопротивления составил 1,54 и 1,5 соответственно для карбонатных и песчаных коллекторов.

## **РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Выбор месторождений и опытных участков производился с соблюдением требований, изложенных в предыдущих разделах, а также исходя из особенностей динамики разработки конкретных объектов. Для проведения первоочередных промысловых экспериментов были выбраны участки с нагнетательными скважинами:

на Шегурчинском месторождении нагнетательная скв. 4709

(верейский горизонт) с добывающими скв. 4706, 4707, 4708, 4718, 4717, 4710;

на Беркет-Ключевском месторождении нагнетательная скв. 435 (турнейский ярус) с добывающими скв. 1439, 1985, 1986, 1443, 1988, 346; нагнетательная скв. 1987 с добывающими скв. 1441, 431, 346, 1440;

на Архангельском месторождении нагнетательная скв. 4621 (башкирский ярус) с добывающими скв. 4609, 4610.

Рабочие параметры выбранных скважин изменяются в широких пределах. Эффективная толщина продуктивных пластов изменяется от 3 до 22 м, дебит добывающих скважин — от 2,0 до 42 т/сут, обводненность добываемой жидкости — от 10 до 98 %. Накопленная добыча нефти по скважинам также колеблется в широких пределах от 7,5 до 99,0 тыс. т при высокой обводненности скважин.

Следует отметить, что при выборе опытных участков были использованы результаты оценочных промысловых экспериментов по закачке полимердисперсных систем. В 1991 г. на двух скважинах (4621 и 4643) на Архангельском месторождении были закачаны МПДС (ПДС +  $AlCl_3$ ) и (ПДС + ПАВ) для увеличения нефтеотдачи пластов и уменьшения обводненности добываемой жидкости. В процессе экспериментов определялась принципиальная возможность закачки технологических жидкостей для образования МПДС в малопродуктивные пласты. Оба промысловых эксперимента дали положительные результаты: закачка технологических жидкостей была произведена без осложнений, произошло уменьшение приемистости нагнетательных скважин, снижение обводненности добываемой жидкости (от 100 до 60 %) и увеличение содержания нефти в продукции скважин.

Для оценки эффективности закачки МПДС в карбонатные пласты был использован комплекс промысловых исследований, которые проводились до и после обработки. По результатам первых промысловых испытаний МУН в карбонатных коллекторах установлена принципиальная возможность закачки технологических жидкостей для образования МПДС в нагнетательные скважины с небольшой приемистостью при концентрации полиакриламида 0,1–0,05 %, глинистой суспензии с содержанием глины 3–6 % с применением модификаторов ( $AlCl_3$ , ПАВ). В процессе закачивания МПДС происходит повышение давления нагнетания и снижение приемистости скважин. Закачка МПДС приводит к перераспределению пластового давления на опытных участках.

В нагнетательных скв. 4621 и 4643 до и после обработок

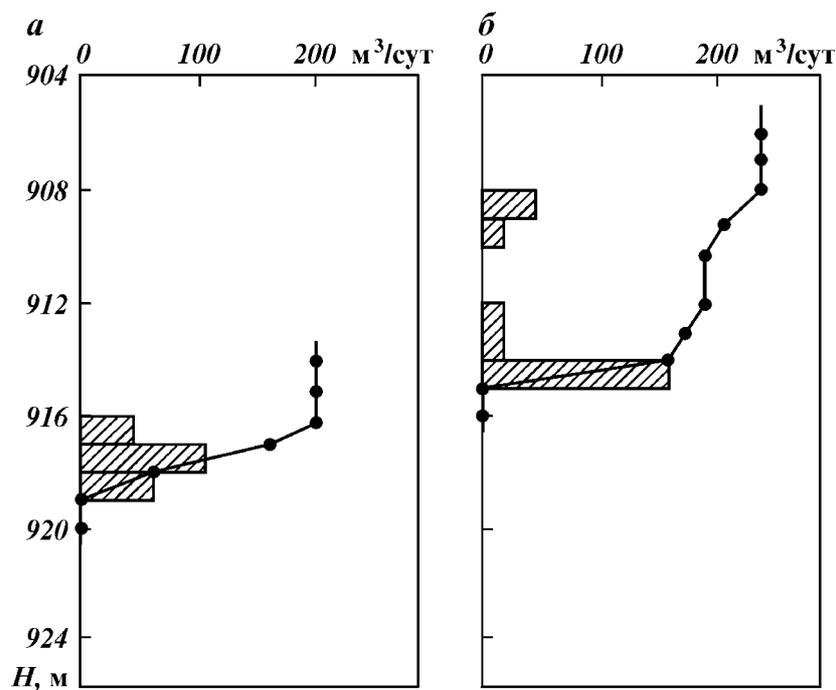


Рис. 10.16. Результаты исследования скв. 4643 с помощью скважинных расходомеров до (а) и после обработки (б) с применением МПДС

были сняты профили приемистости. Как следует из рис. 10.16, в скв. 4643 произошло подключение в эксплуатацию залегающих выше неработающих пластов и пропластков, а в высокопроницаемых интервалах — увеличение фильтрационного сопротивления, подтверждаемое уменьшением приемистости с 540 до 230 м<sup>3</sup>/сут при одинаковых давлениях нагнетания.

Перераспределение закачиваемой воды по пропласткам неоднородных пластов привело к изменению распределения пластового давления и уменьшению обводненности добываемой жидкости по скважинам и в целом по опытным участкам.

Более высокая степень трещиноватости карбонатных пластов по сравнению с терригенными, наряду с низкой проницаемостью матрицы, является одной из главных причин низкой эффективности заводнения. По результатам проведенных

экспериментальных исследований на моделях неоднородных пластов остаточный фактор сопротивления, создаваемый в карбонатной пористой среде, после обработки МПДС возрастает с увеличением коэффициента проницаемости, так же как и для песчаников. Блокирование высокопроницаемого пропластка приводит к перераспределению потоков и скоростей фильтрации по пропласткам и увеличению нефтеотдачи пластов. При этом прирост коэффициента нефтеотдачи возрастает с увеличением степени неоднородности пластов.

Представляют интерес результаты испытаний МУН на основе МПДС на Бавлинском месторождении. На данном этапе разработки месторождения кизеловский и турнейский горизонты являются основным «объектом» и по остаточным запасам нефти, обеспечивающим стабилизацию добычи нефти. Одним из способов увеличения нефтеотдачи карбонатных пластов на объекте является применение технологии УНП на основе использования ПДС и МПДС.

На шести опытных участках турнейского и кизеловского горизонтов работы по активизации процессов извлечения остаточной нефти осуществлялись с использованием МПДС и ПДС. Применение этих технологий при низкой проницаемости коллекторов и низких дебитах скважин (0,1–3,0 т/сут) позволило извлечь в среднем 1266 т нефти на один обработанный участок (табл. 10.11 и 10.12).

Применение модифицирующих ПДС в карбонатных отложениях нефтяных месторождений республик Татарстан, Коми, Удмуртии и Башкортостан на 40 опытных участках позволило извлечь за счет улучшения охвата неоднородных

Таблица 10.11

**Результаты применения модифицированных ПДС для увеличения нефтеотдачи карбонатных коллекторов на Бавлинском месторождении**

Номер нагнетательной скважины	Горизонт	Количество реагирующих скважин	Дополнительная добыча нефти, т
2741	Турнейский	4	600
3569	Кизеловский	4	420
379д	Кизеловский	1	1173
2742	Кизеловский	1	900
897	Кизеловский	6	2750
1173	Кизеловский	2	1756

Таблица 10.12

**Результаты применения модифицированных ПДС  
для увеличения нефтеотдачи карбонатных коллекторов**

АО (НГДУ)	Месторождение	Горизонт (ярус)	МУН	Количество опытных участков	Количество прореагировавших скважин	Дополнительная добыча нефти, т	
						Всего	На одну обработку
(Ямашнефть)	Архангельское	Башкирский	МПДС	2	10	6642	3321
		Верейский	МПДС	8	39	15630	1953
	Ерсубайкинское	Турнейский	МПДС-Щ	2	6	1192	596
(Нурлатнефть)	Ивашкино-Сульчинское	Турнейский	МПДС	1	4	2553	2553
		Турнейский	МПДС-А	2	7	4110	2055
	Мошкинское	Башкирский	МПДС	1	5	54	54
(Бавлынефть)	Бавлинское	Турнейский	МПДС	2	4	390	195
		Кизеловский	МПДС	5	16	11595	2319

пластов воздействием закачиваемой воды более 70 тыс. т дополнительной нефти. На месторождениях ОА «Татнефть», АНК «Башнефть», «Удмуртнефть» дополнительно за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых прослоев неоднородных пластов удалось извлечь 43,688 тыс. т нефти, что составляет в среднем 1680 т на один обработанный участок.

На участке нагнетательной скв. 4643 Архангельского месторождения за 6 лет после проведения обработки МПДС дополнительно извлекли 4635 т при продолжающемся эффекте, подтвердив тем самым целесообразность применения таких обработок и в залежах, приуроченных к карбонатным коллекторам.

### **10.5. ПРОМЫСЛОВЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ УНП НА ОСНОВЕ ПДС+ПАВ НА БАЛКАНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ АНК «БАШНЕФТЬ»**

В соответствии с задачами промысловых экспериментов, с учетом предполагаемого механизма увеличения коэффициента охвата карбонатного пласта воздействием при применении ПДС, а также по результатам анализа состояния разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах в Башкортостане совместно со специалистами АНК «Башнефть» было решено провести промысловый эксперимент на Балкановском месторождении в карбонатных отложениях нижнефаменского подъяруса, выделенного как самостоятельный объект разработки. Схема опытного участка приводится на рис. 10.17. В процессе выбора опытного участка были рассмотрены геолого-физические характеристики продуктивных пластов по керновому материалу, геофизическим измерениям и расходомерии в водонагнетательных скважинах.

Нефтеносность отложений нижнефаменского подъяруса на рассматриваемом месторождении связана с верхней частью его разреза.

Выявленная залежь по своему строению относится к массивному типу и по всей площади подпирается водой. Этаж нефтеносности достигает 48,4 м.

По литолого-петрографическим исследованиям кернов прослой-коллекторы представлены известняками органогенными, органогенно-шламовыми, мелкозернистыми, участками доломитизированными, с включением органических остатков. Органические остатки и шлам сцементированы мелкокристаллическим кальцитом. Коллекторами нефти являются пористо-каверновые разности известняков, залегающие в разрезе в виде прослоев среди плотных известняков и доломитов. Для продуктивной части разреза характерна трещиноватость пород и наличие стилолитовых швов. Трещины заполнены углисто-глинистым материалом и кальцитом, они не являются коллекторами, а служат каналом движения нефти.

По комплексу промыслово-геофизических исследований выделяются пористые прослои от 0,8 м до 6,4 м с преобладанием трещин. Максимальная нефтенасыщенная толщина составляет 24,4 м. Содержание пористых прослоев в этаже нефтеносности в среднем составляет 42 %. Пористость пород

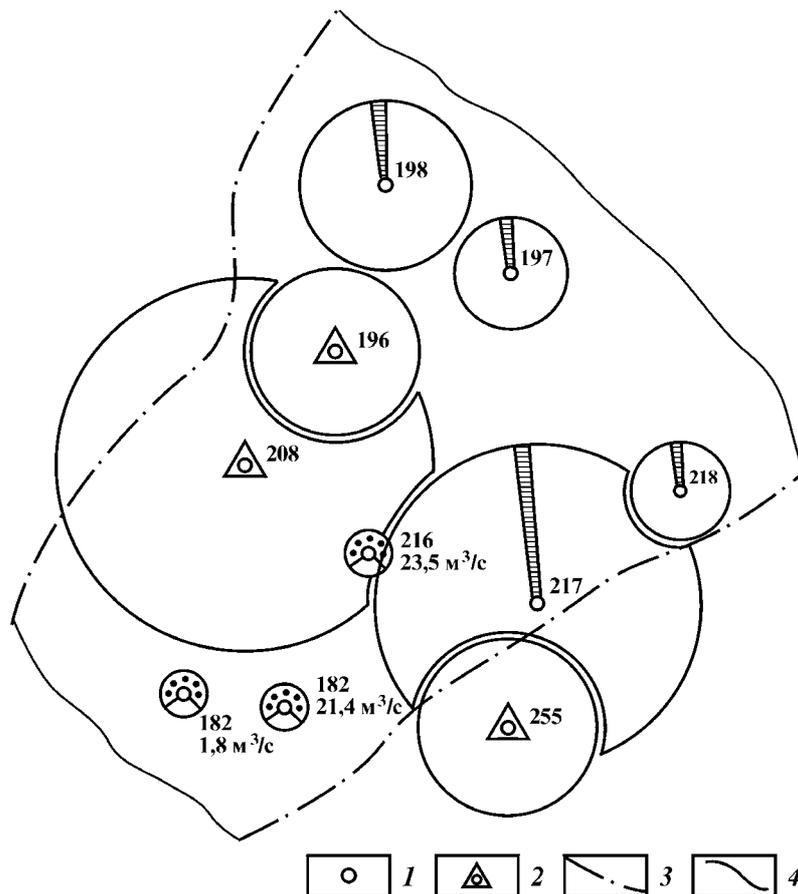


Рис. 10.17. Схема расположения опытного участка на Балкановском месторождении по последовательной закачке ПДС и ПАВ.  
 Скважины: 1 — добывающие, 2 — водонагнетательные, 3 — границы пласта, 4 — границы опытного участка

по керну изменяется от 6,1 до 16,8 %, в среднем по 32 образцам она составляет 10,5 %.

Коэффициент проницаемости, полученный по керну по восьми образцам, изменяется в диапазоне 0—0,070 мкм<sup>2</sup>.

Изучение состава и свойств поверхностных нефтей по нижнефаменскому подъярису выполнено по 11 пробам, извлеченным из пяти скважин.

**Средние значения параметров поверхностной дегазированной нефти**

Плотность, кг/м <sup>3</sup> .....	876
Вязкость динамическая, мПа·с .....	15,82
Массовое содержание, %:	
асфальтенов .....	2,82
смола силикалевых .....	11,91
серы .....	2,79
парафина .....	4,14

**Основные характеристики пластовых проб нефти**

Давление насыщения нефти газом, МПа .....	5,1
Плотность, кг/м <sup>3</sup> .....	841
Вязкость динамическая, мПа·с .....	4,33
Объемный коэффициент, доли ед .....	1,1236
Газосодержание, нм <sup>3</sup> /т .....	44,4

Вначале на Балкановском месторождении выделялось два объекта разработки: девон (пласты Д<sub>I</sub> и Д<sub>II</sub>) и карбон (фаменские и турнейские отложения). В последующих проектах разработки было принято решение о раздельном разбурировании залежей верхнего и нижнего фамена с самостоятельными сетками скважин.

К началу промысловых экспериментов верхний фамен был разбурен редкой сеткой, равной 18–42 га/скв. Пласт разрабатывался с поддержанием пластового давления путем очагового внутриконтурного и приконтурного заводнения.

Максимальный годовой уровень добычи нефти в объеме 149784 т был достигнут в 1982 г. Накопленная добыча нефти с начала разработки составляла 654,1 тыс. т. Текущее пластовое давление по данным наблюдений НГДУ находилось на уровне 21,7 МПа.

С учетом схемы размещения скважин на месторождении, состояния разработки объекта в качестве первоочередного опытного был выбран участок, расположенный между нагнетательными скважинами 208, 255 и 196. На первом этапе промыслового эксперимента для последовательной закачки ПДС и водного раствора ПАВ была выбрана водонагнетательная скв. 208 (см. рис. 10.17). В последующем планировалась закачка ПДС и растворов ПАВ в скв. 255 и 196.

Водонагнетательная скв. 208 введена в эксплуатацию 30.04.1984 г. Искусственный забой — на глубине 2147 м, интервал перфорации на нижнефаменском подъярусе — 2120–2140 м, обсажена эксплуатационной колонной диаметром 168 мм, зацементированной до глубины 150 м. В скважину спущены 62-миллиметровые насосно-компрессорные трубы с пакером, установленным на глубине 2075 м.

По учетным данным среднесуточная закачка составляла: в 1990 г. — 267–984 м<sup>3</sup>, а в 1991 г. — 284–418 м<sup>3</sup>. Перед началом работ по закачке ПДС и ПАВ приемистость скважины по текущим замерам составляла 350 м<sup>3</sup>/сут. По данным измерений прошлых лет профили приемистости свидетельствуют о неравномерном охвате пласта воздействием.

Из-за неравномерного фронта вытеснения и прорыва закачиваемой воды в добывающие скважины эффективность процесса заводнения карбонатных коллекторов снижается вследствие низкого охвата пласта воздействием. В результате опережающей промывки высокопроницаемого пропластка основная часть закачиваемой воды фильтруется по промытым водой пластам и пропласткам. Средний коэффициент вытеснения при этом не превышает 0,3–0,5.

Реализация технологии применения ПДС с ПАВ в промышленных условиях осуществлялась путем циклического нагнетания в пласт компонентов ПДС и последующего закачивания высококонцентрированного раствора ПАВ через водонагнетательные скважины.

Увеличение нефтеотдачи ожидалось за счет перераспределения фильтрационных потоков в результате увеличения фильтрационного сопротивления высокопроницаемых промытых водой пропластков коллектора. Оторочка высококонцентрированного раствора ПАВ, закачиваемого после ПДС, позволяет активизировать процесс вытеснения нефти из малопроницаемых пропластков за счет доотмыва закачиваемой водой.

Параметры технологии применения ПДС и ПАВ определяли из геолого-физических и эксплуатационных показателей объекта. Объемы закачки компонентов ПДС определяли, исходя из толщины пласта, вскрытого скв. 208. Рабочая концентрация ПАА колеблется от 0,095 до 0,1 кг/м<sup>3</sup>, а содержание глины в суспензии — от 20 до 60 кг/м<sup>3</sup> и зависит от удельной приемистости скважин. Концентрация ПАВ в растворе составляет 3,5–10 % (по массе). Размер оторочки ПАВ зависит от значения эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

В качестве флокулирующего реагента был использован полиакриламид (ПАА) — синтетический высокомолекулярный материал.

В качестве поверхностно-активных веществ используются водорастворимые неионогенные ПАВ на основе оксиэтилированных алкилфенолов — неонол АФ<sub>9–12</sub> типа СНО-3.

В соответствии с регламентом на проведение закачки ПДС

и растворов ПАВ в продуктивные пласты нижнефаменского подъяруса Балканского месторождения, а также с планом работы ЦКРС НГДУ «Аксаковнефть», с 07.09.91 г. по 25.10.91 г. в нагнетательной скв. 208 выполнены следующие работы.

1. Проведены замена скважинной жидкости на пластовую воду, подъем НКТ с пакером.

2. Прошаблонирована обсадная колонна, проверена колонна на герметичность, выполнены работы по промывке забоя до чистой воды допуском НКТ до забоя.

3. Определена приемистость скважины при давлении на устье 7 МПа, которая составила 550 м<sup>3</sup>/сут.

4. С помощью расходомера РГД снят профиль приемистости.

5. Спущены НКТ на глубину 2143 м с пакером, установленным на глубине 2000 м.

6. Произведена циклическая закачка технологических жидкостей в количестве 2500 м<sup>3</sup> в следующей последовательности: 250 м<sup>3</sup> раствора полимера ПАА с концентрацией 0,05 % (по массе), затем глинистой суспензии объемом 250 м<sup>3</sup> с концентрацией глины в воде, равной 25 кг/м<sup>3</sup>. Между отдельными порциями растворов закачивалась вода объемом 10–15 м<sup>3</sup>. Всего закачено раствора полимера 1250 м<sup>3</sup> и глинистой суспензии – 1250 м<sup>3</sup>. За последней порцией реагента закачали 800 м<sup>3</sup> водного раствора ПАВ Неонол АФ<sub>9–12</sub> с массовой концентрацией 2,5 %. Закачка проводилась при давлении на устье скважины, равном 6–9 МПа.

7. После ожидания перераспределения реагентов в пласте в течение 36 ч производилась промывка забоя и опрессовка обсадной колонны.

Установив герметичность обсадной колонны, спустили НКТ с пакером, затрубное пространство заполнили ингибированной жидкостью и скважину пустили в эксплуатацию.

Для оценки технологической эффективности закачки ПДС с ПАВ и растворов ПАВ были использованы следующие материалы:

1) профили приемистости нагнетательных скважин, снятые до и после закачки ПДС и водного раствора ПАВ (рис. 10.18);

2) показатели обводненности продукции окружающих реагирующих добывающих скважин 215, 197, 198, 215, 192 и 193;

3) характеристики вытеснения нефти по контрольным скважинам, для построения которых были использованы стандартные гидродинамические методы.

Анализ профилей приемистости показывает изменение

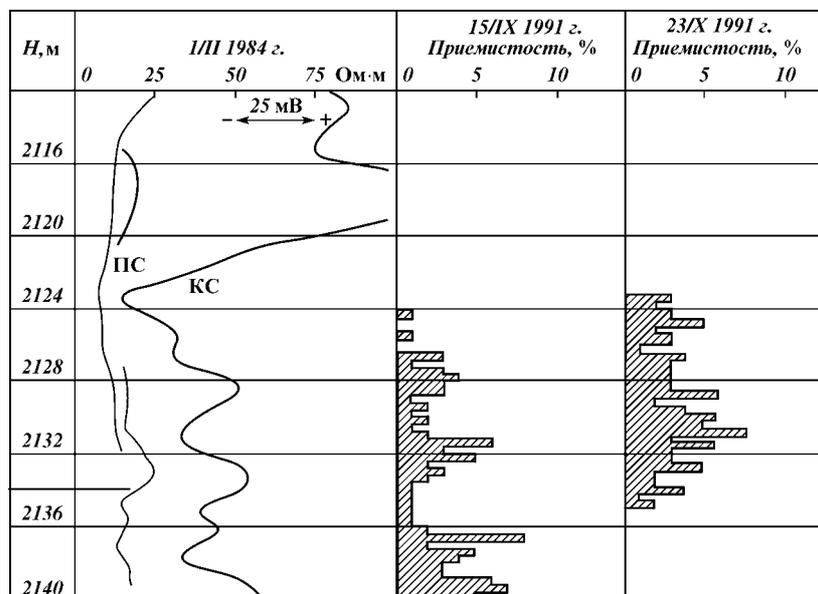


Рис. 10.18. Профили приемистости скв. 208 до и после закачки ПДС и ПАВ

интервалов работы пласта после закачки реагентов. В частности, произошло отключение шестиметрового интервала наиболее интенсивного приема воды и усиление приема воды в верхних интервалах, которые характеризовались слабой приемистостью. Эти данные позволяют дать удовлетворительную оценку результатам промыслового эксперимента.

Изучение результатов закачки ПДС и ПАВ проводили по профилю приемистости нагнетательной скв. 208 (до и после обработки пласта), а также по показателям работы реагирующих добывающих скважин.

Произошло некоторое увеличение давления нагнетания воды в скв. 208 от 7 МПа до 8,61 МПа, приемистость скважины при этом уменьшилась от 550 до 420 м<sup>3</sup>/сут. Эти изменения свидетельствуют об увеличении фильтрационного сопротивления промытых водой пропластков продуктивного пласта.

По данным расходомерии (см. рис. 10.18) обнаруживается существенное перераспределение закачиваемой воды по всему интервалу перфорации. Коэффициент охвата верхнего интервала пласта после закачки ПДС увеличился с 48 до 70 %. Это объясняется увеличением фильтрационного сопротив-

Таблица 10.13

**Динамика показателей работы добывающих скважин после закачки ПДС**

Показатели	Номер скважины		
	216	192	182
Среднегодовой суточный дебит скважины по нефти, т/сут:			
1991 г.	3,90	1,35	3,90
1992 г.	5,94	6,60	5,94
1993 г.	8,30	2,40	8,30
Среднегодовой суточный дебит по жидкости, м <sup>3</sup> /сут:			
1991 г.	23,10	1,80	20,60
1992 г.	26,40	8,90	23,60
1993 г.	31,40	3,70	29,90
Среднегодовое значение обводненности продукции скважины, %:			
1991 г.*	81,20	25,30	95,20
1992 г.	74,30	23,40	94,70
1993 г.	62,20	26,60	74,40

\* Закачка ПДС произведена в сентябре – октябре 1991 г.

ления промытых высокопроницаемых обводненных нижних интервалов продуктивного пласта в результате закупоривающего действия ПДС и, как следствие этого, включением в более активную разработку низкопроницаемых плохо работающих или ранее неработающих пропластков коллектора.

Закачка полимердисперсной системы и ПАВ привела к положительному изменению показателей работы всех реагирующих добывающих скважин, выросли среднесуточные дебиты скважин по нефти и жидкости при уменьшении обводненности добываемой продукции. В табл. 10.13 приведены данные об изменении показателей работы реагирующих скв. 216, 192 и 182 в течение первых двух лет наблюдений за их работой.

Как видно из приведенных материалов, закачка ПДС и ПАВ на опытном участке привела к изменению гидродинамики работы продуктивного пласта, вовлекая в разработку низкопроницаемые нефтенасыщенные участки коллектора, и показала возможность ограничения добычи попутной воды. Так, если по скв. 216 среднегодовой суточный дебит по нефти и жидкости составлял до обработки соответственно 3,9 и 23,2 м<sup>3</sup>/сут, то после обработки он равнялся 8,3 и 31,4 м<sup>3</sup>/сут, и обводненность продукции скважины снизилась с 81,2 до 62,2 %.

Дополнительная добыча нефти по опытному участку по скв. 216, 192 и 182 за 1991 – 1998 гг. составила 18 598 т.