

ФИЛЬТРАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ПОРОВО-ТРЕЩИННО-КАВЕРНОЗНОГО КОЛЛЕКТОРА КАК ФУНКЦИЯ СТРУКТУРНО-ГЕНЕТИЧЕСКОГО ТИПА ПОРОДЫ

Изучение механизма фильтрации в карбонатных коллекторах со сложной структурой порового пространства имеет исключительное значение для принятия оптимальных решений в процессе разработки нефтяных залежей. Одной из острых проблем разработки залежей нефти, приуроченных к коллекторам указанного типа, является ранний прорыв воды в добывающих скважинах и, как следствие, низкий коэффициент извлечения нефти. В статье рассмотрены результаты экспериментальных исследований, направленных на построение адекватной фильтрационной модели сложно построенных карбонатных коллекторов.

1. Введение

Карбонатные порово-трещинно-кавернозные нефтесодержащие породы как структурно-генетический тип встречаются в различных стратиграфических комплексах и являются предметом изучения многих отечественных и зарубежных исследователей.

При всей сложности карбонатных коллекторов порово-трещинно-кавернозного типа (далее – ПТК) при моделировании фильтрационных процессов применяются две основные классические модели (или их вариации):

- слоистая модель Каземи (Kazemi, 1969);
- кубическая модель Уоррена – Рута (Warren, Root, 1963).

В указанных моделях сложное строение ПТК трактуется как простая совокупность матрицы породы и ее трещинно-кавернозной области. В то же время, многочисленные детальные литолого-петрографические исследования карбонатных коллекторов убедительно свидетельствуют о сложности строения и неоднородности петрофизических свойств матрицы ПТК. Матрица ПТК представляет собой сложную систему как в структурном, так и в фильтрационном отношении. Поровое пространство, образованное материалом скелета, имеет мозаичную насыщенность нефтью и водой. Кроме того, матрица включает в себя области с различным типом порового пространства: межгранулярную, межкристалльную и смешанную (Jerry, Fogg, 1990; Major, Holtz, 1990).

Межкристалльная пористость, как правило, генетически гидрофильная и содержит подвижную и неподвижную воду. Межгранулярная пористость обладает промежуточной смачиваемостью и содержит как нефть, так и неподвижную (остаточную) воду. При этом гетерофильность межгранулярной области породы определяется как неоднородностью свойств поверхности отдельных пор, когда часть поверхности поры гидрофильная, а другая гидрофобная, так и наличием в теле породы областей различной смачиваемости (Anderson, 1987; Уолкотт, 2001). С учетом того, что поровый объем матрицы составляет основную часть общего порового объема ПТК, необходимость учета мозаичной неоднородности ее фильтрационно-емкостных свойств не вызывает сомнений.

Согласно известному принципу масштабной инвариантности полидисперсных фрактальных структур, модели Каземи и Уоррена – Рута широко используются как на макроуровне (в масштабах, соизмеримых с реальными пластами), так и

при интерпретации экспериментальных исследований на керновом материале. При первом же рассмотрении очевидно, что в них представлены две фильтрационные системы: низко-проницаемая матрица и высоко-проницаемая система каверн и трещин. Аккумуляция нефти в ПТК связана с различными типами пустот в породе, при этом основную емкость составляют поры, каверны и карстовые пустоты при подчиненном значении трещин (Ромм, 1966; Сургучев и др., 1984).

По классическим представлениям (Сургучев и др., 1984; Ромм, 1966; Губайдуллин, 2003) о характере фильтрационных процессов в трещиноватых и кавернозных породах, в процессе вытеснения из них нефти водой, происходит отжим нефти из матрицы и ее дальнейшее продвижение по системе трещин. Поскольку объем трещин значительно меньше объема поровой и кавернозной части матрицы, при проникновении воды в систему трещин наступает раннее обводнение продукции и исключение из процесса вытеснения матричной системы, содержащей достаточно большое количество нефти. Это не относится к коллекторам с чисто трещинной системой и непроницаемой матрицей, но как отмечают многие авторы (Иванов, 1976; Heber, 1996; Сафронов и др., 2004), коллектора такого типа встречаются довольно редко.

Целью настоящей работы является изучение особенностей механизма фильтрации в коллекторах со сложной структурой, образованной системой пор различного генезиса, каверн и трещин на основе исследований на керновом материале. Полученные теоретические построения и выводы обоснованы как собственными исследованиями, так и результатами, полученными другими авторами.

2. Экспериментальные исследования

В соответствии с поставленной целью, был проведен многоэтапный эксперимент по вытеснению нефти моделью пластовой воды (Ахметов, 2004). Эксперимент проводился на автоматизированной потоковой системе AFS-300

Образец	Пористость, %	Остаточная водонасыщенность, %	Вязкость нефти, МПа·с	Горное давление, МПа	Пластовое давление, МПа	Температура пласта, °С
Известняк	10,79	32,25	40,4	20,0	6,5	35,0

Табл. 1. Физические характеристики образца и условия эксперимента. Литологическая характеристика: известняк органогенный, доломитизированный, трещиноватый, кавернозный, пористый, нефтенасыщенный.

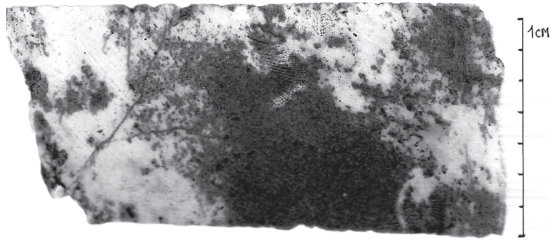


Рис. 1. Фотография полноразмерного ядра (порово-кавернозно-трещинный тип коллектора).

производства фирмы “CoreLab” (USA). Достоинством аппаратуры является наличие в ее составе высокоточных приборов, фиксирующих основные параметры эксперимента: электронных дифференциальных манометров, прецизионных насосов и акустического сепаратора. Для проведения исследований был выбран образец ядра, литолого-физические характеристики которого близки к средним

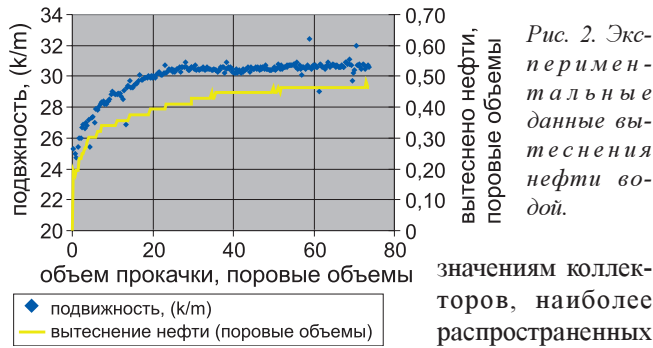


Рис. 2. Экспериментальные данные вытеснения нефти водой.

значениям коллекторов, наиболее распространенных в отложениях верейского, башкирского и протвинского горизонтов. В указанных отложениях наибольшим развитием в сложении продуктивных пластов пользуются органогенно-детритовые разности известняков, фильтрационно-емкостные свойства которых изменяются в широком диапазоне: пористость от 0,5 до 24,2%, проницаемость по воздуху – от 0,01 до $2224 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (Губайдуллин, 2003). Краткая литологическая характеристика и базовые петрофизические параметры образца приведены в Табл. 1.

Методика проведения эксперимента обусловлена принятой моделью процесса фильтрации в коллекторе со сложной поровой структурой и несколько отличается от традиционной. По нашим представлениям, в известняках исследуемого типа матричная проницаемость обусловлена двумя системами – межгранулярной пористостью и микропористостью скелетообразующего органогенно-детритового материала (межкристалльная пористость). При этом нефтенасыщенная часть матрицы приурочена к межгранулярной структуре, а водонасыщенная – к плотным доломитизированным областям матрицы (Рис. 1). Соответственно, области с межкристалльной пористостью характеризуются гидрофильной поверхностью, а межгранулярная структура имеет преимущественно гидрофобную поверхность. Как следствие, указанные породы обладают мо-

№ этапа	Длительность этапа	V	Давление, psi	K, д.ед.
1	2ч 04 мин	40	9,0	0,678
2	2ч 18 мин	80	8,5	0,678
3	8ч 58 мин	120	1,0	0,806
4	13ч 37 мин	150	0,6	0,806

Табл. 2. Этапы эксперимента по вытеснению нефти водой. V – накопленный прокаченный объем (ед. поровых объемов), K – текущий коэффициент вытеснения.

заичными проницаемостью и нефте- водонасыщенностью.

Близкий подход к изучению проницаемости сложных карбонатных структур описан в работах (Heber, 1996; Anderson, 1987). В пластовых условиях, при действии порового (пластового) давления, всегда возможна ситуация, при которой давление вытеснения окажется выше вязко-капиллярных сил микропористой среды. В результате происходит перераспределение фильтрационного потока. Вновь образовавшиеся фильтрационные потоки обходят области насыщенные нефтью, как бы шунтируют последние. В отличие от традиционной методики, в поставленном эксперименте использован режим постоянного давления, а не постоянного расхода.

Основные этапы проведенного эксперимента приведены в Табл. 2. Рассмотрим их подробнее.

Основная доля нефти из образца была вытеснена на этапе прокачки первых 40 поровых объемов воды. При этом дифференциальное давление на образце к концу вытеснения нефти снизилось приблизительно до 8,5 psi (Рис. 2). Перед изменением давления вытеснения, для обеспечения корректности эксперимента и исключения дополнительного отмыва нефти, при начальных условиях были прокачены еще 40 поровых объемов воды. Как видно из Табл. 2, коэффициент вытеснения не изменился. Эксперимент был остановлен, образец извлечен из кернодержателя и сфотографирован (Рис. 3).

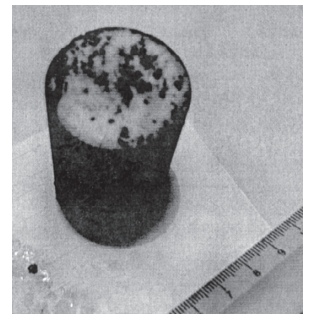


Рис. 3. Фотография нефтенасыщенного образца ядра (после фильтрации первых 80 поровых объемов воды).

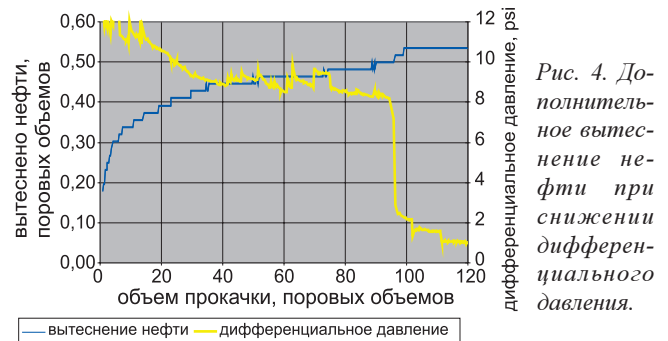


Рис. 4. Дополнительное вытеснение нефти при снижении дифференциального давления.

Перед проведением третьего этапа эксперимента образец выдерживался при заданных пластовых давлении и температуре в течении 10 суток (240 часов). Следующий этап эксперимента проводился при значительном снижении дифференциального давления на образце – 1 psi (0,068 атм). В результате, в течении прокачки следующих 40 поровых объемов, было вытеснено еще 0,072 поровых объема нефти (Рис. 4). Аналогичный эффект дополнительной

Фазовая проницаемость по воде при 100%-ной водонасыщенности, 10^{-3} мкм^2	Фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, 10^{-3} мкм^2	Фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности, 10^{-3} мкм^2		Коэффициент вытеснения, д.ед.	
		P = 6,5 psi	P = 1 psi	P = 6,5 psi	P = 1 psi
49,70	8,08	49,0	49,0	0,678	0,806

Табл. 3. Экспериментальные данные по вытеснению нефти водой. P – перепад давления на образце, psi (1 psi = 0,068 атм). K – текущий коэффициент вытеснения.

Традиционная модель		Дифференцированная модель	
Фильтрующее пространство	Система каверн и трещин	Фильтрующее пространство	Система каверн и трещин
	Пористая матрица		Межгранулярная преимущественно гидрофобная нефтенасыщенная пористая система
			Межкристальная гидрофильная водонасыщенная пористая система

Табл. 4. Традиционная и дифференцированная модели фильтрующего пространства пористо-трещинно-кавернозных пород.

добычи от снижения давления вытеснения авторы (Немков и др., 2003) наблюдали в промысловых условиях.

Дальнейшее снижение давления вытеснения не привело к увеличению вытеснения нефти, но при этом по мере уменьшения давления вытеснения, подвижность воды увеличивалась. Подобный эффект может быть вызван постепенным включением в фильтрацию областей матрицы с межгранулярной пористостью, промытых водой в процессе вытеснения нефти.

В ходе проведенных экспериментов получены значения фазовых проницаемостей по воде и нефти в пластовых условиях (Табл. 3).

3. Анализ результатов исследований

Результаты эксперимента говорят о том, что при высоких градиентах давления вытеснения, в коллекторах с мозаичной фильтрационной системой, фильтрационный поток формируется в области водонасыщенной части коллектора и шунтирует нефтенасыщенную область. В данном случае, фильтрация вытесняющего агента (воды) проходит по межкристальной пористой системе укладки. Вследствие генетически обусловленной гидрофильности данной системы и ее значительного объема, практически весь фильтрационный поток – это только вода. Подобный механизм объясняет не только ранний прорыв воды в добывающие скважины на объектах разработки карбонатных коллекторов со сложной структурой порового пространства, но и невысокий коэффициент нефтеотдачи.

И, напротив, при малых градиентах давления происходит выравнивание фронта вытеснения, что обеспечивает дополнительную нефтеотдачу. На основе полученных результатов предлагается модель структуры ПТК несколько отличающаяся от традиционной (Табл. 4).

Выводы

1. В карбонатных коллекторах со сложной структурой порового пространства существуют две системы фильтрации – обусловленные соответственно матричной и кавернозно-трещинной пористостью. При этом органогенная матрица обладает двойной проводимостью: «межкристальной» за счет микропористой структуры скелетообразующих элементов и поровой межгранулярной.

2. При относительно малых давлениях вытеснения нефти водой, определяемых величиной капиллярных и вязких сил матричной системы, процесс фильтрации наблюдается в кавернозно-трещинной и межгранулярных системах. «Межкристальная» фильтрация незначительна или отсутствует вовсе.

3. При давлениях вытеснения превышающих действие капиллярных и вязких сил межкристальной системы коллектора наблюдается прорыв вытесняющего агента (воды) по межкристальной пористой водонасыщенной структуре, что вызывает перераспределение фильтрационных потоков и ис-

ключение из процесса фильтрации нефтенасыщенной межгранулярной пористой части коллектора.

4. Для повышения нефтеотдачи пластов-коллекторов сложного строения следует особое внимание уделить выбору оптимального давления (скорости) вытеснения.

Литература

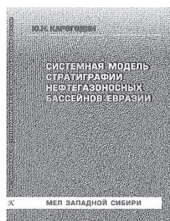
- Иванов А.М. *Комплексное изучение карбонатных пород как коллекторов нефти и газа*. М., Недра. 1976
- Heber Cinco-Ley. Well-Test Analysis for Naturally Fractured Reservoirs. *JPT*. 1996. 51- 54.
- Сафронов А.Ф., Булгакова М.Д., Гайдук В.В. Генетические типы карбонатных пород осинского горизонта – главного резервуара нефти крупного Талаканского месторождения. *Геология и геофизика*. 2004. Т.45. № 1. 144-150.
- Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. *Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах*. М., Недра. 1984.
- Ромм Е.С. *Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород*. М., Недра. 1966.
- Jerry Lucia F., Graham E. Fogg. Geologic/Stochastic Mapping of Heterogeneity in a Carbonate Reservoir. *JPT*. 1990. 1298-1303.
- Губайдуллин А.А. и др. Петрофизическое обеспечение работ по построению цифровых геологических моделей карбонатных сложнопостроенных залежей нефти № 301-303 Ромашкинского месторождения. *Тезисы докл. конф. «Перспективы и эффективность разработки залежей нефти в карбонатных и слабопроницаемых коллекторах»*. Альметьевск. 2003. 76-79.
- Anderson W.G. Wettability Literature Survey-Part 6: The effect of Wettability on Waterflooding. *JPT*. 1987. 1605-1620.
- Немков А.С., Пономарев А.Г., Колганов В.И. Перестройка системы разработки карбонатного трещинно-порового коллектора на старом месторождении может удвоить конечное извлечение нефти – промышленный пример. *Труды 12-го Европейского симп. «Повышение нефтеотдачи пластов»*. Казань. 2003. 508-514.
- Georgi D.T., Jones S.C. Application of pressure-Decay Profile Permeametry to Reservoir Description. *SPENC 9212 SPE*. 1-12.
- Уолкотт Д. *Разработка и управление месторождениями*. М., ЮКОС. 2001.
- Major R.P., Holtz M.H. Depositionally and diagenetically Controlled Reservoir heterogeneity at Jordan Field. *JPT*. 1990. 1304-1309.

Новосибирск: Изд-во СО РАН «Гео», 2007

Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии

Т. 1. Мел Западной Сибири

Ю.Н. Карогодин



В монографии изложены теоретико-методологические основы нового научного направления, названного литмологией. Автором впервые продемонстрирована реальность и значимость разработанной им системной методологии на примере не отдельного яруса или отдела, а целой меловой системы крупнейшего в мире нефтегазоносного бассейна. В меловых отложениях, как известно, содержатся основные запасы нефти Западной Сибири (и более половины ее добычи в стране) и огромные запасы газа с супергигантскими месторождениями. В то же время, стратиграфия мела до сих пор вызывает ожесточенные споры, так, Межведомственным стратиграфическим комитетом приняты и утверждены схемы всех систем мезозоя и кайнозоя Западной Сибири, за исключением мела. Данной монографией открывается серия исследований под общим названием «Системная модель стратиграфии Евразийских нефтегазоносных бассейнов».