

ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СЛОЖНО ПОСТРОЕННЫХ ГЛУБОКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК КАРБОНАТНОГО ПЛАСТА

В.П. Малюков, Ю.С. Апаев

Кафедра нефтепромысловой геологии,
горного и нефтегазового дела

Инженерный факультет

Российский университет дружбы народов
ул. Орджоникидзе, 3, Москва, Россия 115419

Рассмотрено влияние геолого-физических свойств газонасыщенного пласта Астраханского газоконденсатного месторождения на эффективность кислотных обработок (коллекторские свойства продуктивного пласта, сопутствующие пластовые флюиды, состав газа, термодинамические условия, параметры технологии воздействия).

Ключевые слова: Астраханское газоконденсатное месторождение, сложно построенные продуктивные горизонты, призабойная зона скважины, кислотная обработка.

В отечественной газопромысловой практике разработка газоконденсатных месторождений (ГКМ) осуществляется, как правило, в режиме истощения: отбор углеводородов из пласта происходит за счет упругой энергии пластовой системы.

Текущая конденсатоотдача определяется совокупностью геолого-физических свойств конкретного газонасыщенного пласта, представляющего собой систему «коллектор + флюиды».

При анализе факторов, влияющих на коэффициент извлечения конденсата (КИК), рассматривается состав пластового газа, коллекторские свойства продуктивного пласта, сопутствующие пластовые флюиды, технологии разработки, термодинамические условия.

Образование и развитие гигантского Астраханского месторождения связано с движением флюидов по разломам.

Характер флюидных процессов в глубоких разломах зависит от последовательно чередующихся процессов дилатансии и компаксии в коровых волноводах (аномальные зоны, представляющие собой трещиноватые породы, заполненные флюидами, предложено называть коровыми волноводами (КВ)). При сдвиге в режиме дилатансии в разломе возникают такие отрицательные давления, которые создают мощный эффект нагнетания флюидов. В результате автоколебательных процессов в разломных зонах и коровых волноводах флюиды устремляются в окружающий массив пород.

В 1997 г. в пределах Астраханского карбонатного массива по предложению ученых Института проблем нефти и газа РАН и Геологического института РАН было начато поисковое бурение на глубокие горизонты. Этой целью были введены в бурение пять глубоких скважин. Одна из этих скважин на правом берегу Волги явилась первооткрывательницей газоконденсатного месторождения в каменноугольных отложениях. В скважине Девонская-2 в карбонатно-терригенном ком-

плексе среднего девона на глубине 6850 м в 2001 г. были получены притоки углеводородов. Это открытие позволяет рассматривать Астраханский карбонатный массив как единое гигантское месторождение с уникальными запасами углеводородов.

Открытие по прогнозам ученых РАН трех новых месторождений в пределах Астраханского карбонатного массива позволило увеличить запасы газа до 5 трлн м³.

В мировой практике подсчет запасов и проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений выполняется на основе концепции абсолютного порового пространства, под которым понимается пространство, характеризующееся коэффициентами открытой пористости m и абсолютной проницаемости k (по газу).

В то же время реальные фильтрационные процессы в пласте протекают в эффективном поровом пространстве, т.е. в присутствии остаточной водонасыщенности. Эффективное поровое пространство характеризуется коэффициентами эффективной пористости $m_{эф}$ и эффективной проницаемости $k_{эф}$. Под $m_{эф}$ понимается фазовая проницаемость по нефти при водонасыщенности $S_{в. ост}$, а $m_{эф} = (1 - S_{в. ост})m$.

Создание новых многофакторных технологий основывается на использовании различных физических, термодинамических, гидродинамических, механических, физико-химических и других эффектов.

Распределение фильтрационно-емкостных свойств под влиянием развития разрывных нарушений и зон очаговой трещиноватости. Исследования, выполненные в последние годы практически по всем нефтегазоносным провинциям, выявили определенные закономерности пространственного распределения геодинамически активных зон разрывных нарушений (ГАЗН), преимущественно северо-западного и северо-восточного простираний. Они характеризуются различной шириной и протяженностью и расчленяют территории на решетчатую систему блоков, ромбовидных в плане и разномерных, в зависимости от ширины ГАЗН и, соответственно, глубины их заложения. Рассматриваются особенности развития геодинамически активных зон разрывных нарушений и локальных зон очаговой трещиноватости (ЗОТ) в пределах Астраханского свода и их влияния на распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в девонско-каменноугольных отложениях.

К Айсарайскому поднятию (примерно 70 км от г. Астрахань) приурочено крупнейшее Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ). Уровень газоводяного контакта (ГВК) месторождения — 4073 м. На рис. 1 представлены основные (магистральные) разрывные нарушения.

В сводовой части Аксарайского вала (в пределах АГКМ) по данным сейсморазведки проявляется зона протяженностью примерно 50 км и шириной до 10 км, в пределах которой выделено несколько зон очаговой трещиноватости (ЗОТ), образующих единую зону геодинамической активности. Простирание этой зоны совпадает с простиранием выявленных субширотных разрывных нарушений, что характерно и для других зон очаговой трещиноватости. Глубина залегания ЗОТ также находится на уровне кристаллического фундамента, в кровле которого предполагается развитие зоны субгоризонтальной деструкции (рис. 2). По мере приближения к этой зоне и в особенности в ее пределах возрастает число эксплуатационных скважин, характеризующихся повышенным дебетом газоконденсата.

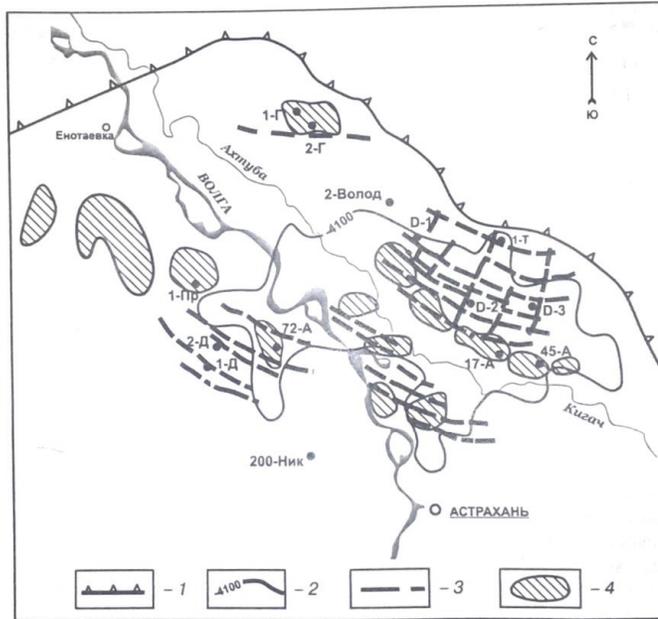


Рис. 1. Схема развития зон разрывных нарушений и очаговой трещиноватости в девонско-каменноугольных отложениях Астраханского свода: 1 — контур Астраханского свода; 2 — контур Аксарайского поднятия; 3 — разрывные нарушения; 4 — зоны очаговой трещиноватости

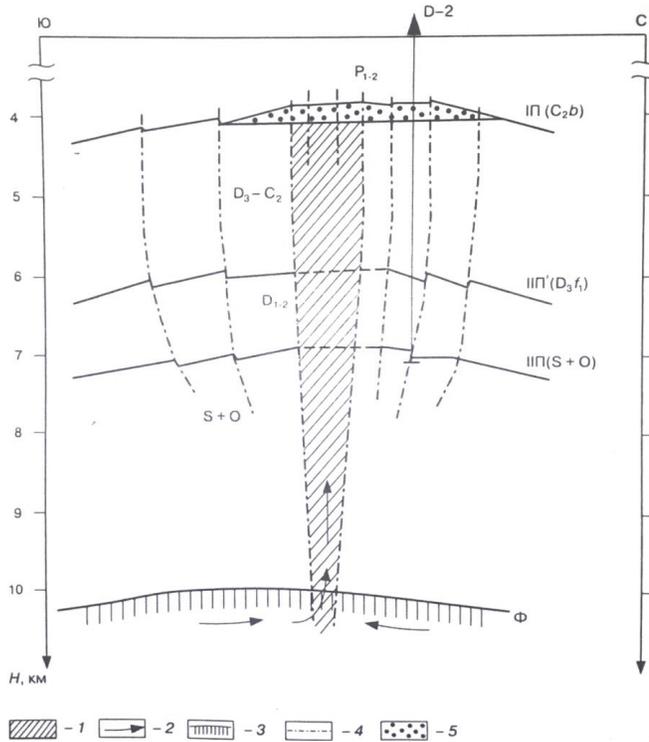


Рис. 2. Схематический глубинный разрез через вершинную часть Астраханского свода в районе АГКМ:

- 1 — газодинамическая активная зона; 2 — направления основных флюидопотоков при компакци;
- 3 — коровый волновод;
- 4 — разрывные нарушения; 5 — АГКМ

Оценка пластовых давлений и коллекторских свойств пласта. При разработке газоконденсатных месторождений (ГКМ), имеющих неоднородный коллектор, состоящий из отдельных пропластков различной пористости, необходимо знать изменение параметров в них. Накопленный опыт обработки данных гидродинамических исследований скважин позволил впервые не только выделить различные по пористости пропластки, но и оценить текущие пластовые давления и коллекторские свойства пласта. При этом было установлено, что основная добыча газа и конденсата осуществляется из пропластков с пористостью более 12%, суммарная толщина которых составляет в среднем 20% от всей толщи продуктивного горизонта. При отсутствии вертикальной фильтрации газа они быстро истощаются, обводняются или заполняются ретроградным конденсатом.

Продуктивный горизонт Астраханского ГКМ состоит более чем из 20 отдельных пропластков, имеющих разную пористость.

Дебит газа из каждого пропластка можно рассчитать по формуле

$$Q_{0m} = \frac{2\pi k_m h_m p_{пл.m} (p_{пл.m} - p_{заб}) T_0}{\mu_r p_0 z T_{пл} \ln \frac{R_k}{r_c}},$$

где Q_{0m} — дебит газа из пропластка с пористостью m ; k_m — проницаемость данного пропластка; h_m — толщина пропластка; $p_{пл.m}$ — пластовое давление в пропластке; μ_r — вязкость газа, определенная по пластовым условиям; z — коэффициент сверхсжимаемости пластового газа; R_k — радиус контура питания; r_c — радиус скважины; T_0 — нормальная температура; p_0 — нормальное давление; $T_{пл}$ — пластовая температура.

Пропластки можно разделить по пористости на три группы: I — $m < 10\%$; II — $m = 10 \div 12\%$; III — $m > 12\%$.

В высокопроницаемых коллекторах значения пластовых давлений меньше, чем в низкопроницаемых, что можно объяснить более интенсивным притоком пластового флюида к скважинам из высокопористых пропластков, а также отсутствием гидродинамической связи между пропластками.

Проникновение воды в пласт приводит к насыщению трещин водой и сказывается на поведении коэффициента проницаемости по газу. Результаты расчета коэффициентов проницаемости для пропластков с различной пористостью представлены на рис. 3. Как видно из рисунка, наблюдается снижение коэффициентов проницаемости, причем коэффициент проницаемости k в коллекторе с $m < 10\%$ остается фактически постоянным, в то время как в трещинах с большой раскрытостью происходят значительные его изменения. Это связано с тем, что проникновением воды в трещины с пористостью меньше 10% можно пренебречь. Совершенно другая картина наблюдается в пропластках с $m > 12\%$, где коэффициент проницаемости испытывает скачкообразные изменения, связанные, очевидно, с процессом проникновения воды в трещины и ее выносом из них в скважину потоком газа. Проведенные исследования на сильно обводненных скважинах подтвердили существование подобного процесса, приводящего к полному отключению высокопроницаемых трещин и вследствие этого — к снижению дебета газа. В трещинах коллектора, насыщенных жидкой фазой, снижается проницаемость, давление газа начинает повышаться, и наступает момент, когда оно приближается к значению, достаточному для вытеснения из трещин жидкости. Затем после удаления жидкости из трещин коэффициент проницаемости увеличивается.

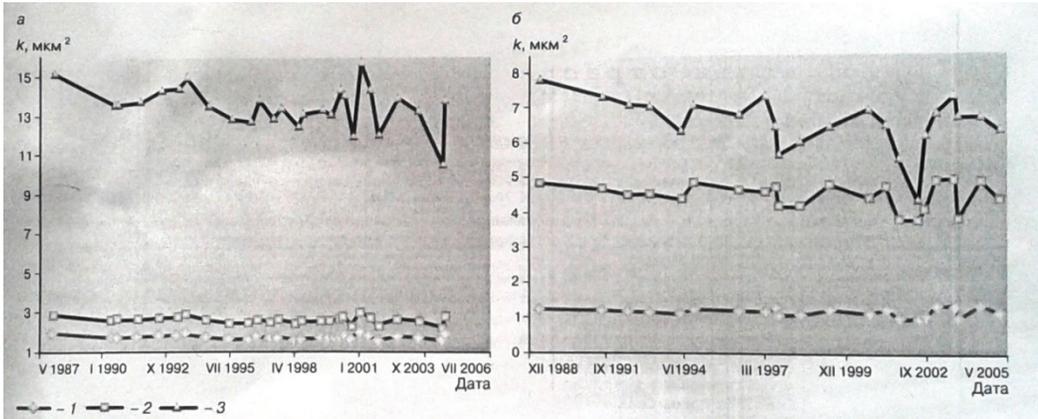


Рис. 3. Динамика коэффициента проницаемости:
 а — скв. 8; б — скв. 20; 1 — $m < 10\%$; 2 — $m = 10\div 12\%$; 3 — $m > 12\%$

Конденсатоотдача при разработке залежей на истощение. Исследования динамики добычи и коэффициентов извлечения конденсата показали существенное различие фактических и прогнозных значений этих параметров при снижении пластового давления в ходе разработки залежи на истощение.

Астраханское ГКМ в настоящее время разрабатывают при пластовых давлениях выше давления начала конденсации ($p_{пл} > p_{н.к}$), и следовательно, пластовых потерь не наблюдается. Промышленную эксплуатацию прекращают после снижения пластового давления до «давления забрасывания» $p_{заб}$. Значения прогнозных и фактических коэффициентов извлечений приведены в табл. 1. Геологические и газоконденсатные характеристики месторождения представлены в табл. 2.

Таблица 1

Корректировка КИК в процессе разработки на истощение на Астраханском ГКМ

Начальное содержание C_5^+ , г/м ³	Начальный прогнозный коэффициент извлечения K_1 , %	Скорректированный коэффициент извлечения по факту разработки K_2 , %	Коэффициент извлечения с учетом давления забрасывания K_3 , % (МПа)	Изменение КИК ΔK , %
265	66	57	49 (25)	13,6

Таблица 2

Основные геологические и газоконденсатные характеристики залежи Астраханского ГКМ

Показатель	Значение
Глубина залегания, м	3870—4100
Пластовое давление (среднее), МПа	61,2
Пластовая температура, °С	110
Коллектор	Карбонатный
Средняя проницаемость	0,78—3,62
Молярная доля углеводородов C_2H_6 — C_4H_{10} , %	3,80
Молярная доля H_2S/CO_2 , %	25/13
Плотность стабильного конденсата C_5^+ , г/см ³	0,795—0,825

Уменьшение КИК со снижением проницаемости пласта-коллектора для газоконденсатных месторождений представлено на рис. 4.

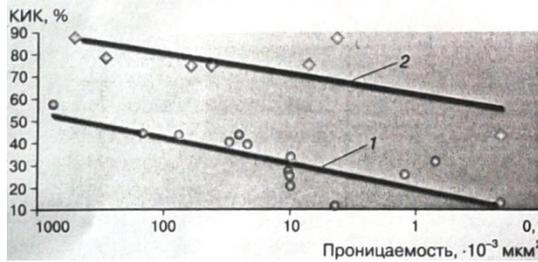


Рис. 4. Влияние проницаемости на КИК при разработке газоконденсатных месторождений:
1 — режим истощения; 2 — сайклинг-процесс

Влагосодержание пластовых газов оказывает влияние на фазовые переходы и конденсатоизвлечение (табл. 3).

Таблица 3

Термобарические характеристики, компонентный состав и начальное влагосодержание пластовой системы Астраханского ГКМ

$\rho_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, К	Молярная доля, %		Содержание C_{5+} , г/м ³	Влагоемкость		Начальное влагосодержание по факту разработки, г/м ³
		CH ₄	H ₂ S/CO ₂		расчет	эксперимент	
61,2	383	53,50	25,52/12,37	265	10,6	15,7	10,0—15,0

Влияние пластовых условий на процесс растворения карбонатной породы кислотными растворами. Важнейшим элементом повышения эффективности эксплуатации скважин являются работы по интенсификации притока флюидов. Для интенсификации притока газа в скважинах с карбонатными коллекторами широкое распространение получили кислотные обработки. Однако промышленный опыт их применения в скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) показал, что не все они являются эффективными, несмотря на многообразие технических решений по их реализации.

Более низкая эффективность кислотных обработок на скважинах АГКМ объясняется более глубокой кольматацией призабойной зоны пласта. Глубокая кольматация обусловлена тем, что при вскрытии продуктивного пласта давление бурового раствора должна превышать пластовое давление на 5%, которое для АГКМ при пластовом давлении 63,0 МПа составляет 66,2 МПа, а для Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) при пластовом давлении 18—19 МПа. Давление начала раскрытия естественных микротрещин для АГКМ составляет 64—66 МПа. Из этого следует, что давление бурового раствора на забое скважин АГКМ превышает давление начала раскрытия естественных микротрещин на 0,2—3,2 МПа, следовательно фильтрация бурового раствора происходит по раскрытым естественным трещинам на значительную глубину. Чтобы добиться восстановления проводимости призабойной зоны пласта на скважинах, необходимо образовать систему дренирования большой протяженности и соединить незагрязненную зону продуктивного пласта со скважиной.

Экспериментальными исследованиями установлено, что глубина обработки призабойной зоны определяется глубиной проникновения кислотного раствора до полной нейтрализации кислоты в результате взаимодействия с породой пласта. Скорость нейтрализации кислоты определяется скоростью реакции, являющейся функцией скорости химической реакции, и скоростью подвода новой порции кислоты, следовательно, глубина проникновения кислоты в пласт определяется этими двумя процессами. Обобщающей характеристикой этих процессов является число Дамколера D_a , которое представляет собой отношение скорости химической реакции к скорости движения кислоты.

При кислотной обработке карбонатного пласта число D_a запишется в виде

$$D_a = E_f C^{\alpha-1} / u,$$

где E_f — константа скорости химической реакции при пластовых условиях, которую вычисляют по формуле $E_f = E_f^0 \exp(-\Delta E/RT)$, где C — концентрация соляной кислоты, кг моль $\text{HCl}/\text{м}^3$ раствора; α — показатель реакции; u — скорость движения кислотного раствора, м/с; E_f^0 — константа скорости химической реакции при нормальных условиях, кг · моль $\text{HCl}/(\text{м}^2 \cdot \text{с} \cdot (\text{кг моль } \text{HCl}/\text{м}^3 \text{ раствора})^\alpha)$; $\Delta E/R$ — энергия активации; T — температура, К.

Скорость движения кислотного раствора вычисляют для скважины по формуле

$$u = q/\pi d_c,$$

где q — скорость закачки кислотного раствора в скважину на 1 м продуктивного пласта, $\text{м}^3/\text{с}$; d_c — диаметр скважины, м.

В исследованиях, проведенных зарубежными авторами, структура растворения породы кислотой зависит от числа Дамколера. Примеры нейтронной радиографии образцов с равномерной структурой после воздействия на них кислотным раствором приведены на рис. 5.

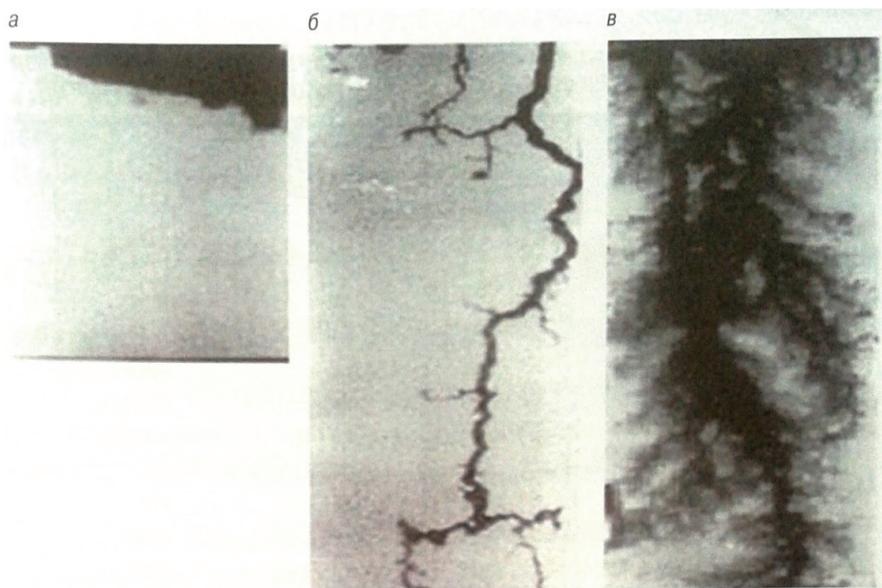


Рис. 5. Нейтронорадиограмма растворения известняка соляной кислотой молярной долей 0,5

Анализ структуры растворения показывает, что при высоких числах D_a растворение идет в режиме кавернообразования (рис. 5а). При числах $D_a < 1$ растворение идет в режиме образования «червоточин» с распространением их на большую глубину (рис. 5б). При очень низких числах $D_a < 0,1$ идет интенсивное растворение породы с образованием каверн большой ширины, распространяющихся на большую глубину (рис. 5 в).

Однако исследования керновых материалов, изготовленных из пород, формирующих продуктивные пласты, показали, что их поровая структура имеет значительные отклонения, которые оказывают влияние на режим растворения кислотой.

Условия начала образования «червоточин» определяются наличием в структуре породы размеров пор, площадь сечения которых соответствует числу D_a и проницаемости растворяемой породы. Это соответствие выражается уравнением

$$A_r = 0,043(D_a k)^{2/3},$$

где A_r — площадь поперечного сечения поры, m^2 ; k — проницаемость породы, m^2 .

Наличие в породе пор, которые могут являться началом образования «червоточин», определяют в лабораторных условиях методом ртутной порометрии, и тогда по сечению пор и общей проницаемости образца можно по последней вышеуказанной формуле оценить число D_a , соответствующее обработке в режиме образования «червоточин». Затем по числу D_a можно оценить скорость закачки кислотного раствора в скважину.

Если учесть, что продуктивный пласт, вскрываемый скважиной, состоит из множества пропластков, различающихся по фильтрационно-емкостным свойствам, то и режимы закачки, соответствующие растворению в режиме «червоточин», для каждого пропластка отличаются друг от друга. При выборе режима обработки необходимо просчитать режимы обработки по всем пропласткам и выбрать такой, который удовлетворяет большинству продуктивных пропластков.

На примере скважин АГКМ рассмотрен выбор режимов кислотных обработок. Данные по исследованиям кернов в лабораторных условиях по этим скважинам приведены в табл. 4. В ней приведены результаты исследования, усредненные по двум трем кернам из каждого интервала, числа D_a для каждого интервала рассчитаны по предыдущей формуле.

Таблица 4

Результаты лабораторных исследований кернов по скв. 73 АГКМ и расчетные оптимальные режимы кислотных обработок для отдельных интервалов

Интервал, м	Проницаемость, $k \cdot 10^{15}, m^2$	Пористость	Размер пор		$A_r \cdot 10^{12}, m^2$	D_a	Скорость закачки кислоты $q, m^3/c$
			$d_{расч}, mm$	d_{max}, mm			
3913—3918	1,03	0,126	0,508	1,7	2,30	0,339	0,156
3923—3929	0,14	0,084	0,250	1,0	0,79	0,502	0,421
3940—3945	6,70	0,122	2,180	5,0	19,80	1,315	0,040
3945—3953	3,50	0,136	0,920	1,3	1,32	0,043	1,227
3977—3984	1,06	0,117	0,560	1,3	1,32	0,142	0,372

Параметры проведения кислотных обработок рассчитывались при пластовых условиях: при температуре 377 К (104 °С) и давлении 62 МПа. Скорости подвода кислотного раствора для каждого интервала рассчитывались по числам Дамколера, соответствующим этим интервалам.

При проведении расчетов принимались:

— константа скорости химической реакции при нормальных условиях (E_f^0) для реакции взаимодействия соляной кислоты с карбонатной породой $E_f^0 = 7,291 \cdot 10^7$;

— энергия активации $\Delta E/R = 7,55 \cdot 10^3$;

— показатель реакции соляной кислоты с известняком $\alpha = 0,63$.

Для кислотной обработки соляной кислотой массовой долей 15% для пластовых условий АГКМ получены следующие константы скорости химических реакции:

$$E_f^{104^\circ} = 0,146;$$

$$E_f^{104^\circ} c^{0,63} = 0,084.$$

Анализ расчетов, проведенных для скважин АГКМ, показывает, что на скважинах АГКМ провести кислотные обработки в режиме образования «червоточин» невозможно, так как требуются большие скорости закачки. Это подтверждает кавернометрия, проведенная на скв. 51 АГКМ (рис. 6) после кислотной обработки (22%-м кислотным раствором объемом 80 м³ при закачке его со скоростью до 0,030 м³/с) при давлениях ниже давления раскрытия естественных микротрещин.

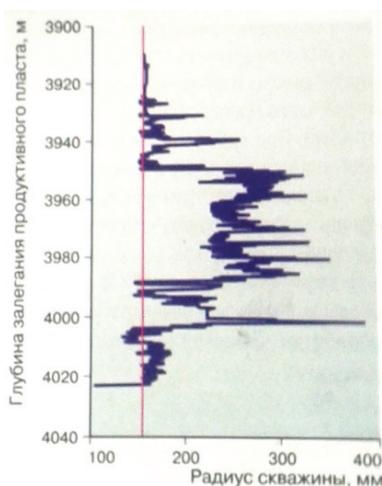


Рис. 6. Кавернометрия скв. 51 АГКМ после кислотной ванны

Установлено, что эффективность кислотных обработок зависит от соответствия параметров их проведения пластовым условиям и структуры порового пространства.

Комплексные технологии обработки пласта для интенсификации притока газа и ограничения водопритока. Сложное геологическое строение, низкие фильтрационно-емкостные свойства и значительная неоднородность по площади и разрезу продуктивных карбонатных отложений, большая глубина залегания в сочетании с аномально высоким пластовым давлением, сложным составом газа, высоким содержанием токсичных и коррозионно-активных компонентов, высокой температурой обусловили проблемы, которыми сопровождается процесс разработки Астраханского ГКМ (АГКМ).

Введение в состав соляной кислоты алюмосиликатов значительно замедляет скорость ее реакции с карбонатной породой.

В связи с тем, что пласты АГКМ характеризуются высокой неоднородностью порового пространства, наличием трехмерных трещин, активными подошвенными водами, аномально высокой температурой и депрессией, к технологиям и составам для интенсификации добычи газа с одновременной водоизоляцией предъявляются более жесткие требования.

Из-за высокой пластовой температуры закачиваемые в пласт растворы кислот реагируют в основном в пристволенной части пласта, что резко снижает эффективность кислотных обработок. Применение различных технологических приемов (закачка кислоты на высоких скоростях) и замедлителей реакции не приносит желаемых результатов. В технологии, разработанной специалистами ООО «Кварц», в качестве замедляющего элемента используется суспензия модифицированного дисперсного кремнезема (МДК), которая за счет своих физико-химических свойств гидрофобизует поверхность порового пространства и способствует снижению скорости реакции кислоты с породой и, как следствие, более глубокому проникновению кислоты в пласт. В качестве водоизолирующего реагента в данной технологии применяется суспензионно-гелевый состав на основе дизельного топлива, реагента РВ-ЗП-1 и МДК «Кварц».

Сущность технологии обработки скважин сводится к предварительной блокировке высокопроницаемых, водопроявляющих интервалов за счет нагнетания эмульсионно-суспензионных систем, с определенной выдержкой для процесса гелеобразования и последующего проведения работ по интенсификации притока газа.

Интенсификация притока газа происходит за счет восстановления его коллекторских свойств и создания новой проницаемой структуры в карбонатном пласте путем растворения кислотой карбонатных соединений. При этом более высокая эффективность солянокислотной обработки обеспечится не только предварительным закачиванием в пласт блокирующих эмульсионно-суспензионных систем, но и последующим закачиванием тонкодисперсного гидрофобного материала (суспензия МДК «Кварц» в органическом носителе).

Опыт проведенных на Астраханском ГКМ работ по интенсификации притока газа на скважинах с наметившейся тенденцией к увеличению ВГФ с признаками поступления подошвенных вод и где наблюдается резкое снижение дебита газа позволяет сделать вывод о перспективности данного направления.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] *Дмитриевский А.Н., Волож Ю.А., Баланюк И.Е., Карякин А.Е.* Автоколебательная модель формирования месторождений гигантов (на примере Астраханского месторождения) // Докл. АН РФ. Сер. «Геология». — 2001. — Т. 381. — № 3. — С. 1—3. [*Dmitrievskij A.N., Volozh Ju.A., Balanjuk I.E., Karjakin A.E.* Avtokolebateľ'naja model' formirovanija mestorozhdenij gigantov (na primere Astrahanskogo mestorozhdenija) // Dokl. AN RF. Ser. «Geologija». — 2001. — T. 381. — № 3. — S. 1—3.]
- [2] *Бродский А.Я., Пыхалов В.В., Тинакин О.В., Токман А.К., Комаров А.Ю.* Развитие разрывных нарушений и зон очаговой трещиноватости и их влияние на распределение ФЕС отложений Астраханского свода // Газовая промышленность. — 2010. — № 5. — С. 22—25. [*Brodskij A.Ja., Pyhalov V.V., Tinakin O.V., Tokman A.K., Komarov A.Ju.* Razvitie razryvnyh narushenij i zon ochagovoj treshhinovatosti i ih vlijanie na raspredelenie FES otlozhenij Astrahanskogo svoda // Gazovaja promyshlennost'. — 2010. — № 5. — S. 22—25.]
- [3] Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. — М.: Недра, 1980. [Instrukcija po kompleksnomu issledovaniju gazovyh i gazokondensatnyh plastov i skvazhin / Pod red. G.A. Zotova, Z.S. Alieva. — M.: Nedra, 1980.]
- [4] *Латушин В.И., Сидоров В.С., Латушин И.В.* Экспериментальная оценка влагоемкости природных газов и влияние конденсационной воды на фазовые характеристики // Сб. науч. тр.: Современное состояние и перспективы развития газоконденсатных и термодинамических исследований. — М.: ВНИИГАЗ, 2005. — С. 155—163. [*Lapshin V.I., Sidorov V.S., Lapshin I.V.* Jeksperimental'naja ocenka vlagoemkosti prirodnyh gazov i vlijanie kondensacionnoj vody na fazovye harakteristiki // Sb. nauch. tr.: Sovremennoe sostojanie i perspektivy razvitija gazokondensatnyh i termodinamicheskikh issledovanij. — M.: VNIIGAZ, 2005. — S. 155—163.]
- [5] *Семенякин В.С., Саушин А.З., Сонных А.А.* Исследование нестационарного притока пластового газа к газоконденсатным скважинам // Газовая промышленность. — 2009. — № 2. — С. 10—11. [*Semenjakin V.S., Saushin A.Z., Sonnyh A.A.* Issledovanie nestacionarnogo pritoka plastovogo gaza k gazokondensatnym skvazhinam // Gazovaja promyshlennost'. — 2009. — № 2. — S. 10—11.]
- [6] *Одинцова Ю.В.* Влияние фильтрационно-емкостных свойств и пластовых условий на эффективность кислотных обработок карбонатного пласта // Газовая промышленность. — 2012. — № 6. — С. 38—40. [*Odincova Ju.V.* Vlijanie fil'tracionno-emkostnyh svojstv i plastovyh uslovij na jeffektivnost' kislotnyh obrabotok karbonatnogo plata // Gazovaja promyshlennost'. — 2012. — № 6. — S. 38—40.]
- [7] ВРД 39-1.4-060-2002. Рекомендации по интенсификации притока газа в скважинах, вскрывающих терригенные и карбонатные коллекторы. — М.: ВНИИГАЗ, 2002. [VRD 39-1.4-060-2002. Rekomendacii po intensifikacii pritoka gaza v skvazhinah, vskryvajushhijh terrigennye i karbonatnye kollektory. — M.: VNIIGAZ, 2002.]
- [8] *Hill A.D., Lindsay D.M., Schechter R.S. and Silberberg I.H.* Sandstone acidizing: The development of design method // Paper SPE 6607, presented at the SPE-AIME International symposium on oilfield and geothermal chemistry. — La Jolla, California, USA, 1977. — June 27—28.
- [9] *Лукьянова Н.Ю.* Физико-химические закономерности процесса гелеобразования в системе алюмосиликат — соляная кислота: Дисс. ... канд. техн. наук. — Уфа, 2000. [*Lukjanova N.Ju.* Fiziko-himicheskie zakonomernosti processa geleobrazovanija v sisteme aljumsilikat — soljanaja kislota: Diss. ... kand. tehn. nauk. — Ufa, 2000.]

**THE INFLUENCE OF GEOLOGICAL AND PHYSICAL PROPERTIES
OF COMPLEXLY CONSTRUCTED DEEP PRODUCTIVE HORIZONS
IN ASTRRAKHAN GAS CONDENSATE FIELD UPON THE EFFICIENCY
OF ACID TREATMENT OF CARBONATE STRATUM**

V.P. Malyukov, Y.S. Apaev

Peoples' Friendship University of Russia
Ordzhonikidze str., 3, Moscow, Russia, 115149

The influence of geological and physical properties of gas-saturated stratum of the Astrakhan gas condensate field upon the efficiency of acid treatment (reservoir properties of the collector, concomitant tabular fluids, gas composition, parameters of the impact technology) is considered.

Key words: Astrakhan gas condensate field, complexly constructed productive horizons, the well bottomhole zone, acid treatment.