

**ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА  
С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИИ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА**  
IMPROVEMENT OF THE CONDENSATE RECOVERY FACTOR BY USING THE  
CYCLING PROCESS TECHNOLOGY

**С. Е. Чебан, С. Ф. Мулявин**

S. E. Cheban, S. F. Mulyavin

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень*

*Ключевые слова: сайклинг-процесс; коэффициента извлечения конденсата;  
газоконденсатные залежи; продуктивность скважин*

*Key words: cycling process; condensate recovery factor; gas-condensate deposits;  
productivity of wells*

При разработке газоконденсатных месторождений на режиме истощения коэффициент извлечения конденсата (КИК) определяется методом дифференциальной конденсации пробы пластовой смеси в сосуде PVT до конечного давления 0,1013 МПа. Получаемый при этом КИК является завышенным, так как в лабораторных условиях не учитываются природные факторы (табл. 1). Промышленную эксплуатацию ГKM прекращают после снижения пластового давления до давления «забрасывания» Рзабр. Причем, как правило, Рзабр намного больше атмосферного давления (0,1013 МПа).

Например, на Вуктыльском месторождении Рзабр равно 1,8 МПа, на Оренбургском — 3,0 МПа, на Астраханском — 25,0 МПа, на Уренгойском месторождении (валанжин) — 5,0 МПа [1].

Таблица 1

**Уточнение КИК в процессе разработки на истощение**

Месторождение	Начальное содержание $C_{5+в}$ г/м <sup>3</sup>	Начальный прогнозный КИК%	Давление забрасывания, Мпа	КИК с учетом Рзабр %	Изменение КИК ( $\Delta$ К) %
Оренбургское	74	73	3	41	-32
Уренгойское (IV объект)	257	64,5	5	43	-21
Астраханское	265	66	25	49	-17
Вуктыльское	330	45	1,8	33	-12

После корректировки с учетом давления «забрасывания» КИК снижается в среднем на 17–30 %, но остается более высоким, чем реально достигаемый на объектах. Одно из основных условий получения надежных прогнозных и фактических газоконденсатных характеристик — точная оценка начальных параметров пластовой системы и дальнейшая их корректировка по результатам разработки залежей.

В зависимости от фазового состояния пластовые газоконденсатные системы бывают насыщенными (Оренбургское и Уренгойское НГКМ) и недонасыщенными (Вуктыльское НГКМ и Астраханское ГКМ). При этом существенно различаются коллекторские свойства, флюиды, технологии разработки (табл. 2). На рис.1 показано, как происходит уточнение конденсатной характеристики по результатам эксплуатации залежей.

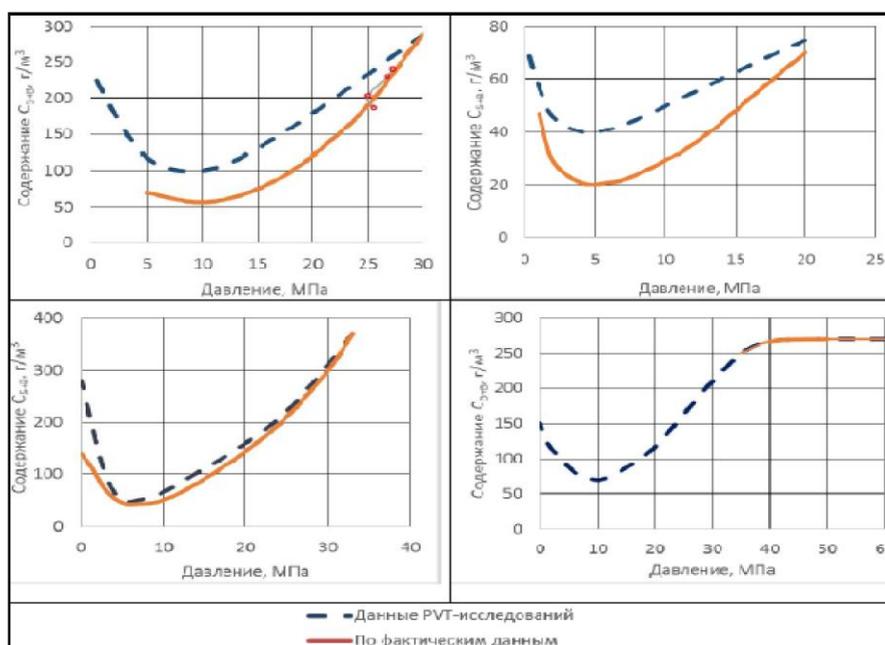


Рис. 1. Уточнение конденсатной характеристики по результатам эксплуатации залежей: а — Уренгойское, б — Оренбургское, в — Вуктыльское, г — Астраханское

Штриховая линия — расчетная или начальная конденсатная характеристика, сплошная линия – скорректированная по промышленным данным. Существенные расхождения видны по Уренгойскому и Оренбургскому месторождениям.

## Основные геологические и газоконденсатные характеристики залежей

Показатель	Вуктыльское	Оренбургское	Астраханское	Уренгойское
Глубина залегания, м	2 150–3 500	1 300–1 750	3 870–4 100	2 700–3 090
Пластовое давление, МПа	34–36,4	19,5–20,5	61,2	28,6
Пластовая температура, °С	60–64	29–32	110	82,5
Тип коллектора	карбонатный	карбонатный	карбонатный	терригенный
Запасы газа, млрд м <sup>3</sup>	440	1 980	3 800	12 400
Коэфф. проницаемости, 10–3 мкм <sup>2</sup>	>1	1–100	0,78–3,62	40
Молярная доля С2–С4, %	14,5	7,44	3,8	11,5
Молярная доля Н2S/СО2, %	–	2,33/1,34	25/13	–
Начальное содержание С5+В, г/м <sup>3</sup>	330	74	265	257
Плотность стабильного конденсата, г/см <sup>3</sup>	0,745–0,747	0,698–0,715	0,795–0,825	0,736–0,760
Оценка КИК при сайклинг-процессе, %	73	81	89	83

Следует подчеркнуть, что максимальный эффект (отбор всего количества конденсата) достигается, когда реализуются адекватные технико-технологические решения: длительное удержание пластовой смеси в однофазном газовом состоянии, максимальный охват пласта нагнетаемым газом, оптимальное размещение нагнетательных и добывающих скважин, массовый гидроразрыв пласта (ГРП) и др.

Выполненные исследования и анализ разработки ГКМ позволили оценить прирост КИК при реализации сайклинг-процесса [1]: прирост КИК оценивается примерно в 40 % (рис. 2). Влияние на КИК оказывает также коэффициент проницаемости коллектора. Так, при коэффициенте проницаемости, равном 0,001 мкм<sup>2</sup>, КИК равен 20 %. При коэффициенте проницаемости, равном 0,1 мкм<sup>2</sup>, КИК составляет уже 42 %. Эти результаты являются первым шагом для выработки рекомендаций по повышению конденсатоотдачи пласта путем вовлечения в активную разработку запасов ГКМ.

Далее рассмотрим результаты некоторых методов повышения конденсатоотдачи, реализованных на месторождениях: сайклинг-процесс; низконапорное газовое воздействие (ННГВ).

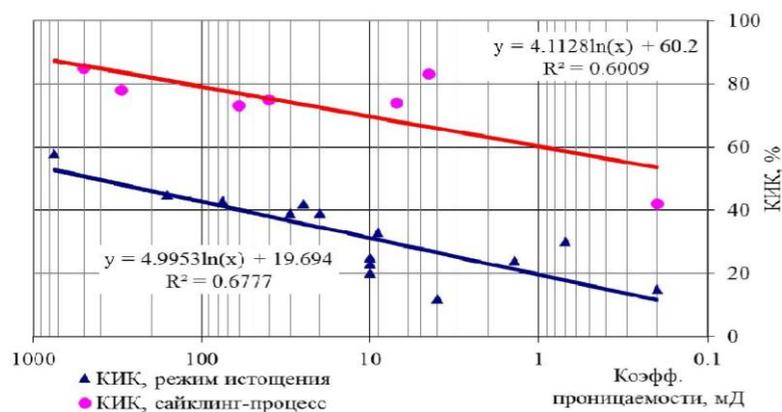


Рис. 2. Зависимость КИК от коэффициента проницаемости при разработке ГКМ (данные по ряду российских и зарубежных месторождений): 1 — сайклинг-процесс, 2 — режим истощения

В качестве интересного примера разработки газоконденсатного месторождения с применением обратной закачки газа можно привести месторождение Ла Глория, на котором поддерживалось давление в течение 8 лет [2]. В то время это был один из самых больших проектов по закачке газа с целью получения конденсата в штате Техас.

Газоконденсатная залежь была открыта в 1937 г. на глубине 2 433–2 580. Средняя мощность песчаника в этой зоне — 10 м. Средняя пористость — 22,2 %. Начальное пластовое давление 27,2 МПа, температура — 95 °С. Содержание связанной воды оценивалось в 20 %.

Запасы газа в залежи равнялись 3,95 млрд м<sup>3</sup> (при нормальных условиях). Запасы конденсата C<sub>5</sub>+ составляли 1,07 млн м<sup>3</sup>. До начала закачки газа в пласт из залежи было получено 2,32 млрд м<sup>3</sup>, что вызвало снижение пластового давления до 21,9 МПа. Это обстоятельство отразилось на снижении добычи конденсата (рис. 3).

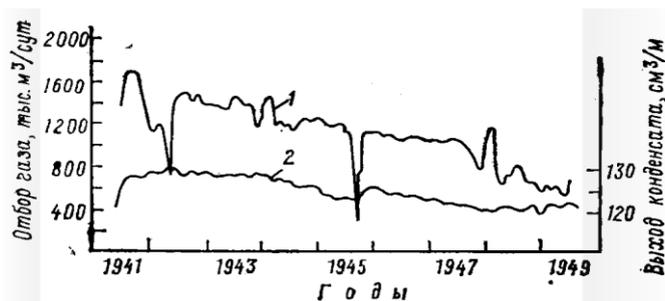


Рис. 3. Динамика добычи газа (1) и конденсата (2) в период рециркуляции на месторождении Ла Глория

Закачка газа на месторождении Ла Глория началась в мае 1941 г. В течение первых 4 лет из пласта в среднем отбиралось 1 415 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. В дальнейшем, ввиду того, что нагнетаемый сухой газ стал прорываться в эксплуатационные скважины, отбор из пласта уменьшили до 595 тыс. м<sup>3</sup>/сут. За все время нагнетания в пласт было возвращено 97 % добытого сухого газа. Для обслуживания установки газ получали со стороны.

Следовательно, в результате проведения процесса из пласта было добыто 68 % первоначально содержащегося конденсата. При последующей эксплуатации пласта на истощение было добыто еще 20,8 % конденсата. Всего из пласта было отобрано 88,8 % первоначально содержащегося конденсата (C<sub>5</sub>+).

Нагнетание сухого газа прекратили в середине 1949 г., когда содержание конденсата в продукции резко уменьшилось.

В 80-е годы прошлого века удалось осуществить разработку Новотроицкого ГКМ на режиме сайклинг-процесса. Его реализация началась с задержкой во времени и при давлении в пласте меньше начального.

Новотроицкое месторождение открыто в 1963 г. и расположено в Сумской области Украины, в северной прибортовой зоне Днепровско-Донецкой впадины.

Газоконденсатная залежь приурочена к отложениям нижнего карбона горизонта В23 визейского яруса, залегают в интервале глубин 3 280–3 390 м.

Начальные запасы газа утверждены в объеме 11 620 млн м<sup>3</sup>, конденсата: геологические — 5 200 тыс. т, извлекаемые — 2 590 тыс. т. Средняя эффективная мощность продуктивного пласта равна 16 м, пористость — 16,3 %, пластовая температура — 79 °С, начальное пластовое давление — 35,6 МПа.

Газ является жирным, метановым с относительной плотностью 0,753 д. ед. Начальное содержание конденсата в сепарированном газе равняется 454,5 г/м<sup>3</sup>.

Месторождение введено в разработку в 1974 г. За период разработки месторождения на истощении по 1979 г. добыто 2 144 млн м<sup>3</sup> газа и 658,2 тыс. т конденсата (рис. 4). При этом пластовое давление снизилось на 7,5 МПа. Содержание конденсата в пластовом газе уменьшилось с 454,5 до 317 г/м<sup>3</sup>.

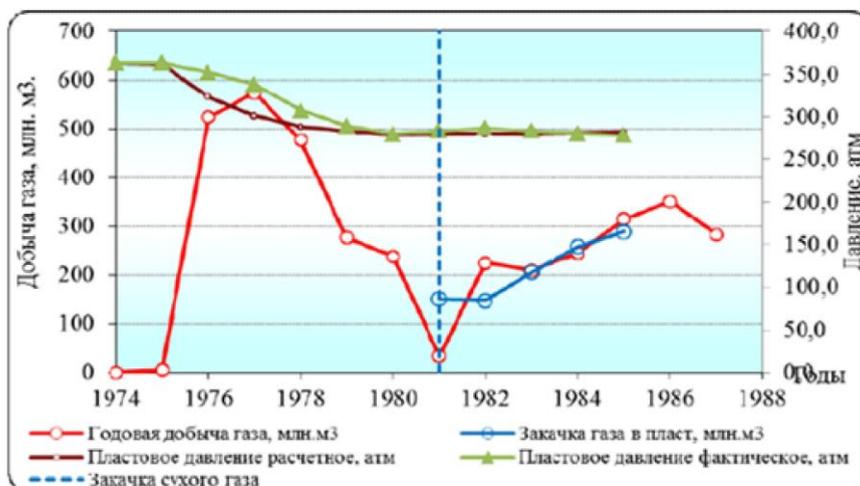


Рис. 4. Динамика показателей разработки Новотроицкого месторождения

Из-за отставания обустройства месторождение было временно законсервировано в 1979–1981 годах. За это время пластовое давление в залежи увеличилось с 27,4 до 28,1 МПа вследствие проявления водонапорного режима и подъема ГВК на 7 м.

Закачка сухого газа в пласт была начата в июне 1981 г. На первом этапе добыча сырого газа осуществлялась из четырех газовых скважин, а закачка — в две нагнетательные скважины (30 и 36). Объем закачки газа составлял 230 млн м<sup>3</sup> в год. Всего под закачкой газа находилось 7 скважин. Добыча газа также осуществлялась 7 скважинами (рис. 5). Фонд наблюдательных скважин составил 5 единиц (6, 9, 12, 36, 42).

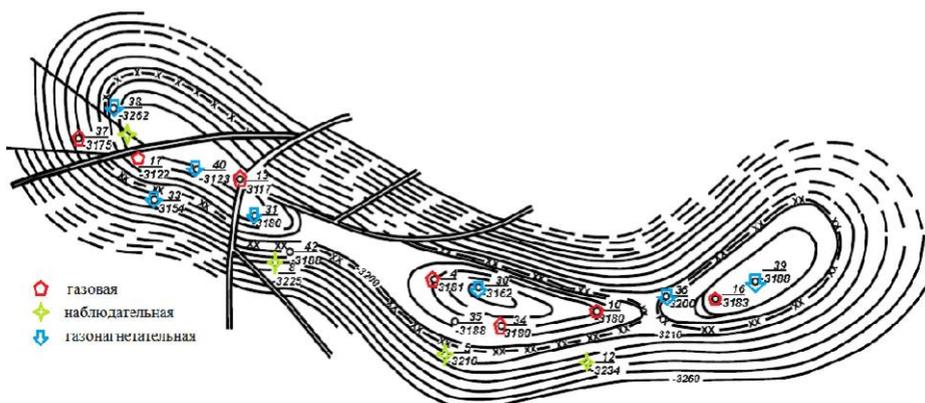


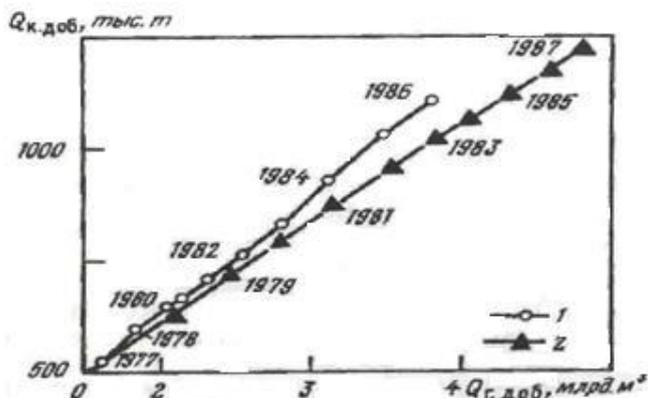
Рис. 5. Система расстановки скважин при реализации сайклинг-процесса на визейском объекте

Динамика добычи конденсата приведена на рис. 6. На 01.09.1987 г. из объекта было извлечено 3 948 млн. м газа и 1 169 тыс. т конденсата. Суммарная добыча конденсата за период реализации сайклинг-процесса составила 510,8 тыс. т, закачка сухого газа в пласт — 1443 млн м<sup>3</sup>.

Сравнение двух технологий — сайклинг-процесса и истощения — было проведено по объемам добычи конденсата при условии одинаковой накопленной добычи. Вариант истощения является расчетным с учетом истории разработки на основе эффективных параметров водоносного пласта. Дополнительная добыча конденсата при сайклинг-процессе по отношению к разработке залежи на истощение составила 116,6 тыс.т.

Рис. 6. Зависимость количества добытого конденсата от объема добычи газа:

1 — фактические показатели сайклинг-процесса,  
2 — режим истощения при водонапорном режиме



Экономическая оценка разработки Новотроицкого месторождения свидетельствовала о высокой себестоимости добычи газа и конденсата. Опыт реализации проекта оказался весьма ценным для промышленников.

Возможности сайклинг-процесса изучены и используются недостаточно. Это касается, например, области применения данной технологии при умеренных и низких пластовых давлениях, в частности на завершающей стадии разработки газоконденсатных месторождений, а также особенностей ее применения на месторождениях с разными составами пластовых углеводородных смесей.

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Республике Коми, в 160 км от г. Ухты, является крупнейшим в европейской части России. Месторождение входит в Тимано-Печерскую нефтегазоносную провинцию, открыто в 1961 г., разрабатывается с 1968 г.

К началу 90-х годов пластовое давление на основном объекте разработки опустилось ниже давления насыщения (6 МПа). Отборы газа и конденсата стали минимальными за всю историю разработки. Применительно к такой стадии разработки месторождения была обоснована технология «низконапорного газового воздействия» (ННГВ). В основу технологии были положены результаты экспериментальных исследований и термогидродинамического моделирования. А именно, при прокачке сухого УВ газа через модель пласта при давлении 5,0 МПа ретроградный конденсат частично переходит в газовую фазу и может быть извлечен.

Опытно-промышленные работы по закачке сухого газа в пласт проводились с сентября 1993 г. на полигоне в районе УКПГ-8 Вуктыльского НКМ, а с февраля 1997 г. — на более крупном полигоне месторождения в районе УКПГ-1.

В процессе промысловых испытаний технологии повышения конденсатоотдачи были выявлены и достоверно отслежены закономерности поведения пластовых давлений и изменения дебитов скважин. Установлено, что рост пластового давления и прорыв нагнетаемого газа в эксплуатационные скважины приводит к увеличению их производительности, в некоторых скважинах более чем в 1,5 раза.

По результатам оценки авторов предложенной технологии к 2010 г. на полигоне было дополнительно извлечено около 12 % метана и около 6 % компонентов C<sub>2-4</sub>. Дополнительная добыча конденсата по обоим УКПГ составила примерно 1 % начальных запасов. Абсолютное выражение суммарной дополнительной добычи конденсата составило 420 тыс. т, что подтверждает эффективность данной технологии.

Таким образом, опыт реализации сайклинг-процесса за рубежом (Америка, Канада) показывает его высокую технологическую и экономическую эффективность. Прирост КИК, по сравнению с режимом истощения, составляет до 40 %.

Промышленная разработка газоконденсатных месторождений в России ведется исключительно на истощение, хотя, как показывают исследования, применение технологии сайклинг-процесса, при современных ценах на углеводородное сырье и нынешних налоговых льготах является экономически привлекательным.

### *Список литературы*

1. Самсонов Р. О. Люгай Д. В. Николаев В. А. Трудноизвлекаемые запасы жидких углеводородов: проблемы освоения // Газовая промышленность. – 2007. – С. 52-54.
2. Гриценко А. И. Николаев В. А. Тер-Саркисов Р. М. Компонентоодача пласта при разработке газоконденсатных залежей. – М.: Недра, 1995.
3. Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения. – М.: Недра, 1979.
4. Вяхирев Р. И. Коротаев Ю. П. Кабанов Н. И. Теория и опыт добычи газа. – М.: Недра, 1998.
5. Шандрыгин А. Н. Мировой опыт повышения конденсатоодачи газоконденсатных месторождений: материалы научно-практической сессии ЦКР. – Новосибирск: издательство СОРАН, 2007. – С. 61-71.
6. Юшков Ю. Ф. Обоснование коэффициентов конденсатоизвлечения на стадии ТЭО и проектирования разработки газоконденсатных месторождений: материалы научно-практической сессии ЦКР. – Новосибирск: издательство сибирского отделения Российской академии наук, 2007. – С. 31-32.

### *Сведения об авторах*

**Чебан Станислав Евгеньевич**, ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский государственный нефтегазовый университет г. Тюмень, тел. 89222678950, e-mail: cheban-85@mail.ru

**Мулявин Семен Федорович**, д. т. н., профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский государственный нефтегазовый университет, зав. отделом геологии и разработки ОАО СибНИИП г. Тюмень, тел. 8(3452)320864, e-mail: sem@sibniinp.ru

### *Information about the authors*

**Cheban S. E.**, assistant of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89222678950, e-mail: cheban-85@mail.ru

**Mulyavin S. F.**, Doctor of Engineering, professor of the chair «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, head of department for geology and development of OJSC «SibNIINP», phone: 8(3452)320864, e-mail: sem@sibniinp.ru