

Таким образом, произведенное на основе анализа геолого-геофизических материалов схематичное районирование по прослеживанию верхней опорной границы позволит целенаправленно проектировать методику исследований и повысить точность сейсмических построений по более глубоким целевым горизонтам.

Получено 13.01.99.

УДК 553.8

**В. А. Пономарев (РАО "Газпром"),
В. И. Галкин, В. П. Наборщиков, В. В. Бродягин
(Пермский государственный технический университет)**

ОСОБЕННОСТИ ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛОИДОВ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БОЛЬШОГО УРЕНГОЯ

Исследованы характеристики пластовых флюидов ачимовских отложений, определены корреляционные зависимости и составлены формулы для прогнозирования давления начала конденсации и величины коэффициента конденсатоотдачи.

Определение фазового состояния углеводородных залежей осуществляется на основе законов Дальтона – Рауля. Однако к настоящему времени открыты залежи углеводородов, описание состояния которых с этих позиций затруднительно. Например, месторождения Зайкинское, Тенгиз, Карочаганак, Кок-Думалок и другие. Эти месторождения характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями и высоким содержанием $C_{5+в}$ в добываемой продукции, которая имеет значительные вариации жидкой и газовой фаз, что не позволяет однозначно отличить нефть от газоконденсата. По мнению Аллена, Эйльтса и др., если газовый фактор меньше $600 \text{ м}^3/\text{м}^3$, то залежь относится к нефтяным, если больше $900 \text{ м}^3/\text{м}^3$ - газоконденсатным. В интервале от 600 до $900 \text{ м}^3/\text{м}^3$ углеводороды в зависимости от термобарических условий могут находиться как в жидком (нефтяном), так и в газовом (газоконденсатном) состоянии. Содержание конденсатообразующих компонентов в продукции скважины изменяется от 137 до $1298 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ($A_{ч3,4}$) и от 206 до $696 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ($A_{ч5}$). Результаты экспериментального исследования фазового поведения в интервале испытания 2542 до 3655 м, характеризуются потенциальным содержанием конденсата от 41,5 до $2266 \text{ г}/\text{м}^3$, при среднем значении $376,1 \text{ г}/\text{м}^3$. Содержание $\sum C_1 - C_4$ от 0,754 до 0,985 при среднем значении 0,924, отношение $T_{кр}/T$ от 0,610 до 1,34, при среднем - 0,857, начало конденсации от 0,65 до 456 МПа, при среднем 48,83 МПа. Нами проанализированы связи между этими величинами с помощью коэффициента корреляции (табл. 1).

Таблица 1

Корреляционные связи основных физико-химических параметров.

	Интервал испытания, м	$\Pi_{C_5+в}$ г/м ³	$\sum C_1-C_4$	$T_{кр}/T$	$P_{нк}$, МПа
Интервал ис- пытания, м	1,00	0,01	0,12	-0,08	0,61
$\Pi_{C_5+в}$, г/м ³		1,00	-0,89	0,91	0,10
$\sum C_1 - C_4$			1,00	-0,91	-0,00
$T_{кр}/T$				1,00	0,10
$P_{нк}$ МПа					1,00

Отсюда видно, что значимые корреляционные связи наблюдаются между $P_{нк}$ и интервалом испытания, $\Pi_{C_5+в}$ с $\sum C_1-C_4$ и $T_{кр}/T$, а также $\sum C_1-C_4$ с $T_{кр}/T$.

Результаты исследования показали, что пластовое давление (P) связано корреляционной связью с молекулярной массой (MM) - $r = 0,97$, плотностью конденсата ($ПК$) $r = 0,97$ и показателем преломления ($ПП$). Пластовая температура ни с одной из изучаемых характеристик не имеет корреляционной связи. Молекулярная масса имеет высокую корреляционную связь с P , плотностью конденсата и показателем преломления. У показателя преломления есть корреляционные связи с P , MM и $ПК$, отсутствует связь с пластовой температурой.

В результате расчетов установлено, что потенциальное содержание конденсата практически не зависит от забойного давления при отборе проб ($r=0,26$) и давления начала конденсации ($r=0,35$). Давление начала конденсации слабо контролируется интервалом опробования - $r=0,43$.

Давление начала конденсации ($P_{нк}$) можно определить по следующей формуле:

$$P_{нк} = 471,58 - 0,0913 \left[\frac{ПК}{\sum (C_1 - C_4)} \right] \text{ при } r = -0,86,$$

где $ПК$ - потенциальное содержание конденсата, г/м³;
 $\sum (C_1-C_4)$ - суммарное содержание углеводородов, %.

Зависимость величины извлечения конденсата от потенциального содержания $C_5H_{12+в}$ имеет вид

$$\alpha = 0,741 - 0,0006q,$$

где q - потенциальное содержание $C_5H_{12+в}$ (г/м³) в пластовом газе.

На конечный коэффициент конденсатоотдачи через величину потенциального содержания конденсата повлияла степень недонасыщенности пласто-

вой системы углеводородами C_{5+} . Оценить степень влияния недонасыщенности системы на извлечение конденсата позволяют данные табл. 2.

Таблица 2
 Параметры газоконденсатных систем

Потенциал C_{5+} , г/м ³	Давление начала конденсации, МПа	Разность $P_{пл} - P_{нр}$, МПа	Степень извлечения конденсата в период недонасыщенности, %	Конденсатоотдача, %
286	44,7	13,06	14,0	59
357	46,0	11,76	10,9	53
450	45,6	12,76	10,1	49
550	44,5	13,26	14,1	43

Составленные формулы для прогнозирования давления начала конденсации и величины коэффициента конденсатоотдачи можно широко применять в практике исследований скважин и разработки газоконденсатных месторождений.

Получено 05.01.99.

УДК 622.276

С.В. Колесников

(Пермский государственный технический университет)

ПРОЯВЛЕНИЕ СИНЕРГЕТИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Речь идет о выявлении и рекомендациях по использованию в практике нефтедобычи одного из синергетических эффектов, заключающегося в уменьшении эквивалентного фильтрационного сопротивления зон дренирования добывающих скважин за счет более энергетически выгодной перестройки фильтрационных потоков.

Практика разработки нефтяных месторождений показывает, что на процесс извлечения углеводородов из залежи, рассматриваемой как сложная система, влияет большое число факторов, приводящих к возникновению в системе самопроизвольных процессов, в том числе процессов самоорганизации и самоstructuringирования, подчиняющихся сложным нелинейным законам. Согласно работе Л.Ф. Дементьева [1], неучет этих процессов (синергетических эффектов) приводит к "бесполезной трате сил, энергии, материальных ресурсов" и, в конечном счете, к низкой нефтеотдаче. Синергетические эффекты еще плохо изучены современной наукой. Выявление одного из них, имеющего место в про-