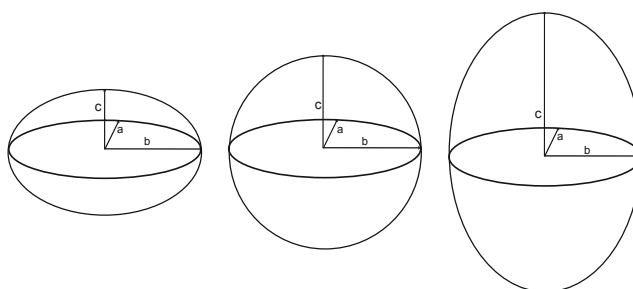


1. Отсутствует контроль среды. Поскольку седиментация длится несколько часов, необходимо контролировать изменение температуры жидкости;
2. Калибровка прибора проводится пользователем прибора, что вносит погрешность измерений;
3. Связь с персональным компьютером происходит по интерфейсу RS232 (COM-порт), который отсутствует в текущих персональных компьютерах;
4. Отсутствует жесткая привязка к реальному времени. Показания прибора «примерно» выводятся раз в секунду, что ведет к ухудшению показаний прибора.

Рассмотрим метод преобразования полученных данных с «Весового Седиментометра ВС-4» в показания гранулометрического состава.

Метод Розина-Раммлера-Бенета работает следующим образом. На вход алгоритма поступает Декартово произведение времени и показания прибора. Алгоритм моделирует систему осаждения облаков частиц и подбирает такой диаметр частиц, который соответствует реальным показаниям исходных данных [3].

Если включить в данный анализ данные, полученные методом микроскопии и подбирать высоту частицы, то возможно представить частицы в виде эллипсоидальных форм (рис.3). Причем каждое облако частиц будет иметь различную высоту и, следовательно, в итоге получаем коэффициент не сферичности для каждого из осажденных облаков.



**Рис. 3 эллипсоидальные формы частиц: плоскость (a,b) – данные из метода микроскопии; c – полученное значение из метода седиментации**

При использовании данного метода можно автоматически получать распределение размера частиц с учетом форм частиц по каждому из осевших слоев, что позволяет увеличить точность расчета удельной поверхности частиц, а также позволяет более подробно рассмотреть фильтрационные свойства горной породы.

#### Литература

1. Квеско Н.Г., Росляк А.Т. Весовой седиментометр для автоматизированного измерения гранулометрического состава порошков. // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – № 7, – 2000, – С. 37-40.
2. Коузов П.А. Основы анализа дисперсного состава промышленных пылей и измельченных материалов. – 3е изд. Перераб. – Л.: Химия, 1987, – 264с. УДК 539.215.2: (928.511.1.92.2)
3. Дозморов П.С., Росляк А.Т. Методика преобразования накопительной функции седиментометра в гранулометрический состав горной породы, – Наука и образование, – Эл № ФС77 – 48211, – № 06, июнь 2013, DOI: 10.7463/0613.0576586

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «БЕЛЫЙ ТИГР» (ВЬЕТНАМ)

**Донг Ван Хоанг**

Научный руководитель доцент В. Н. Арбузов

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Нефтяное месторождение Белый Тигр является основной производственно - технической базой СП "Вьетсовпетро". В 1988 году на месторождении была открыта уникальная по запасам высокопродуктивная залежь в гранитном массиве кристаллического фундамента (дебит скважин более 2000 т/сутки). Месторождение «Белый Тигр» расположено в средней части Центрального поднятия Меконгской впадины, стратиграфический разрез которой включает докайнозойский кристаллический фундамент и перекрывающие его терригенные отложения олигоцена, миоцена и плиоцен-четвертичного возраста. Толщина кайнозойского осадочного чехла меняется от 3000 м на локальных поднятиях до 8000 м в депрессиях. Основные запасы нефти месторождения находятся в фундаменте (около 500 млн. т.).

В 1997 году на месторождении Белый Тигр была введена в эксплуатацию первая газлифтная скважина. В 2005 году на месторождении газлифтным способом эксплуатацией 92 скважин, что составило 54% всего добывающего фонда СП "Вьетсовпетро". На рис. 1 представлена динамика основных показателей газлифтных скважин месторождения Белый Тигр. За период 1997 - 2007 г. обводненность продукции газлифтных скважин увеличивается с 13 до 40 %, удельный расход газа увеличивается в 2,1 раза, а средний дебит по скважинам снижается на 25%. Таким образом, рост обводненности приводит к увеличению суммарных потерь давления, и следует увеличивать расход газ для подъема жидкости на поверхность.

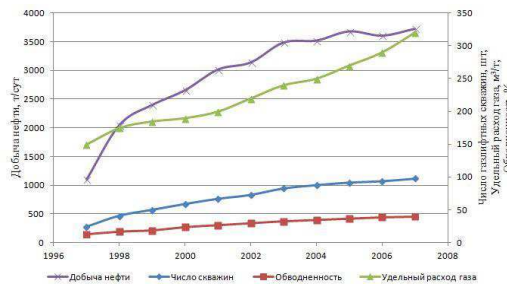


Рис. 1 Динамика основных показателей газлифтных скважин месторождения Белый Тигр

Метод увеличения КПД газлифтных скважин можно условно разделить на два направления:

- увеличение глубины погружения подъемника;
- снижение относительной скорости газа.

Первое направление связано с увеличением глубины ввода компримированного газа под динамический уровень, что позволяет снизить общий и удельный расход газа. Это достигается путем увеличения давления рабочего агента, создания конструкций пусковых клапанов и выбора оптимальной глубины установки пусковых и рабочих клапанов.

Второе направление может осуществляться путем дробления газовой или жидкой фазы различного рода диспергаторами. Диспергирующие устройства широко применяются в различных отраслях промышленности и условно разбиты на две группы: механические и гидравлические диспергаторы [1]. На основе анализа результатов исследований работы диспергаторов можно сделать вывод о том, что в условиях газлифтных скважин наиболее эффективным является глубинный штуцерный диспергатор. Эффективность работы штуцерных диспергаторов зависит от следующих факторов:

- характеристик пласта и скважин, свойства нефти и газа;
- режима работы скважины;
- конструкции диспергаторов (диаметр, количество диспергаторов и расстояние между ними).

Одним из подходов к решению задачи повышения эффективности штуцерных диспергаторов является выбор оптимальной конструкции диспергаторов (количество и диаметр штуцеров), при которой газлифтные скважины работают с минимальным расходом газа высокого давления.

При выборе оптимальной конструкции диспергаторов рекомендуется применять статические методы математического планирования эксперимента. Одним из которых является метод эволюционного планирования Бокса.

В математическом языке задача нахождения оптимальной конструкции диспергаторов понимается так, что при изменении факторов  $d_{ш}$  (диаметра штуцеров) и  $n_{ш}$  (количества штуцеров) нужно найти максимальное значение функции:

$$|\Delta R| = f(d_{ш} + n_{ш})$$

График данной функции является поверхностью отклика, а пространство, по осям координат которого откладываются значения изменяемых факторов называется факторным пространством (рис. 2). Поэтому сейчас задачей является поиск максимальной точки на поверхности отклика.

Исследование проводится по следующим этапам:

- 1.Выбор основного уровня и интервалов изменения факторов.
- 2.Составлять матрицу планирования исследования.
- 3.Проводить пять опытов при определенных глубинах спуска диспергаторов и при разных сочетаниях диаметра и количества штуцеров. Привести результаты опытов в матрицу планирования исследования.
- 4.При изменении нулевой точки проводить эксперимент.
- 5.Изменить интервал изменения факторов

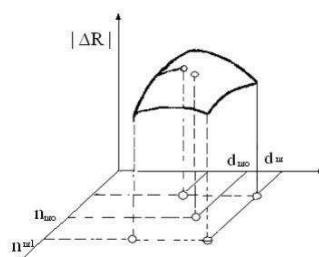


Рис. 2 График к определению максимума функции

Исследование проводится на скважине с следующими данными: диаметр обсадкой колонны - 168 мм, диаметр колонны подъемных труб - 63 мм, обводненность продукции 10%, глубина установки диспергаторов - 800 м и 1400 м.

В качестве основной конструкции диспергаторов был принят вариант: нулевая точка  $nш0 \times dш0 = 6 \times 15$  мм, минимальное значение  $nш1 \times dш1 = 4 \times 10$  мм, максимальное значение  $nш2 \times dш2 = 8 \times 20$  мм. Результаты исследования заносятся в таблицу 1.

Таблица 1

Результаты исследований					
№	Конструкция диспергатора	Расход газа высокого давления	Дебит скважин, м <sup>3</sup> /сут	Удельный расход газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$\Delta R$
1	6 x 15	4000	80	50	-2
2	4 x 10	4000	80	50	-2
3	4 x 20	3850	80	48,2	-3,8
4	8 x 10	3750	80	47	-5
5	8 x 20	2750	80	34,4	-17,6

Из табл. 1 видно, что максимальное значение уменьшения удельного расхода газа  $\Delta R = 17,6$  получается при  $nш \times dш = 8 \times 20$  мм. Поэтому во второй фазе эксперимента под нулевой точкой принимается точка с  $nш = 8$ ,  $dш = 20$  мм. Во этой фазы эксперименты были проведены при четырех значениях диаметра и количества штуцеров. В результате максимум  $\Delta R$  локализован в центре факторного прямоугольника, так что за оптимальную конструкцию диспергатора принимается диспергатор с 8 штуцерами диаметром 20 мм.

Таким образом, применение диспергаторов на месторождении Белый Тигр позволяют повысить эффективность работы газлифтных скважин. В данной работе предложен способ выбора оптимальных значений количества штуцеров и их диаметров в скважинных диспергаторах, обеспечивающих максимальную экономию расхода газа при заданном дебите скважины. Привели пример исследования скважины, в результате которого установлена возможность уменьшения удельного расхода газа на 10 – 15 %.

#### Литература

1. Муравьев И.М., Репин Н.Н. Исследование движения многокомпонентных смесей в скважинах. – М.: Изд-во Недр, 1972, – 208 с.
2. Горский В.Г., Адлер Ю.П. Планирование промышленных экспериментов – М.: Металлургия, 1974, – 264 с.

### ВЛИЯНИЕ УСИЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПЛОЩАДНЫХ СИСТЕМ

**А.С. Евдокимова**

Научный руководитель доцент И.А. Синцов

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия*

Применение площадных систем заводнения позволяет эффективно разрабатывать неоднородные низкопроницаемые терригенные коллектора Западной Сибири. Одним из важных вопросов при проектировании систем разработки является выбор соотношения добывающих и нагнетательных скважин. Наибольшее распространение получили пяти-, семи- и девятиточечные обращенные системы разработки, при этом в девятиточечной системе на одну нагнетательную скважину приходится три добывающих.

В нашей работе были проанализированы элементы девятиточечной площадной системы, размещенные в пределах верхнеюрских нефтяных пластов на примере Ново-Покурского месторождения. Количество нагнетательных скважин в три раза меньше, чем добывающих. Это не позволяет в полной мере компенсировать отборы жидкости из пласта по всем элементам, что может привести к падению пластового давления. Для увеличения объемов закачки в пласте проводят мероприятия по интенсификации (ГРП, ОПЗ), либо увеличивают давление закачки до давления разрыва породы. Это приводит к неравномерности закачки и преждевременному обводнению отдельных добывающих скважин, поэтому падает экономическая эффективность проекта.

Для того, чтобы отчетливо была видна зависимость добычи жидкости от закачки в пласт воды, были сформированы около восьмидесяти элементов, при анализе которых были построены соответствующие графики зависимостей. В результате определились наиболее «плохие» и «хорошие» элементы, сравнив которые, можно прийти к определенным выводам.

Например, рассмотрим элемент с нагнетательной скважиной 676:

Из динамики показателей (Рис. 1,2) видно, что в течение всего периода разработки отмечается отставание закачки от текущих отборов жидкости. В итоге, накопленная добыча жидкости по данному элементу составила 701 тыс.т, текущая обводненность – 72,4%, закачка воды – 244 тыс.м<sup>3</sup>. Накопленная компенсация – 48,9%. То есть наблюдается недокомпенсация отборов закачкой воды, показатель которой почти в 2 раза меньше, чем показатель добычи жидкости, соответственно это привело к тому, что добыча нефти по элементу составила 158 тыс.т нефти, что заметно ниже средних показателей добычи по элементам. При этом стоит отметить, что в элементе также присутствует горизонтальная добывающая скважина.