

ИЗУЧЕНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ В ОТКРЫТОМ ИЗВЕРЖЕНИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ УЗЛОВОГО АНАЛИЗА

Описываются основные аспекты узлового анализа и его применение для фонтанирующих скважин. Рассматриваются истечение жидкости из пористой среды и двухфазный поток вверх по обсадной колонне. Строятся кривые характеристик притока для разных значений давления пласта и работы обсадных труб для разных значений устьевого давления. На основе этих зависимостей определены эксплуатационные режимы при падении давления в пласте и устье скважины. Представлены выводы градиента кривой и кривых работы обсадных труб в зависимости от устьевого давления и соотношения газ – нефть. Установлены изменения рабочих параметров скважины в зависимости от динамики параметров пласта и при окончании функционирования фонтанирующих скважин.

The work shows general aspects concerning nodal analysis, and its application to the natural flow wells. Also in this paper, we study the fluid flow from through porous media and the two-phase flow upward through tubing. So that, we plot the Inflow Performance Relationships curves for different pressure reservoir values and the tubing performance curves for various wellhead pressure values. Based on these curves development correlation of operating points during wellhead pressure and reservoir pressure drop is established. Finally, we present the conclusions concerning the gradient curves and the tubing performance curves allure depending on the wellhead pressure and gas-oil ratio. In addition, we establish the operating well parameters evolution as functions of the reservoirs parameters dynamics and when the natural flow well cease production.

Открытое фонтанирование представляет первый метод извлечения, применимый к скважине из месторождения в случае, когда энергия пласта достаточно велика, чтобы вытеснить флюиды на поверхность. Этот метод является наиболее экономичным, поскольку основан на основной энергии пласта и может использоваться независимо от траектории скважины.

В этой работе мы предлагаем провести анализ режима работы скважины в открытом извержении, изучая динамику развития параметров пласта. Для этой цели будет использоваться узловой анализ. На основе узлового анализа будут установлены условия, в которых скважина прекращает работать в открытом извержении.

В настоящее время для оценки каждого составляющего элемента систем экстракции используется узловой анализ [1-3]. Он предполагает изоляцию от системы одной точки (узла), определение дебита и давления внизу

и сверху, установление корреляции между давлением и дебитом. Обычно узел выбирается на уровне средней перфорации, система экстракции разделяется на два компонента: верхний компонент содержит все элементы между узлом и контуром месторождения, а нижний компонент содержит все элементы между узлом и сепаратором.

Пластовое давление p_k и давление в сепараторе $p_{сеп}$ являются крайними точками системы, имея единственные стабильные значения, не изменяющиеся с дебитом. Графическое представление на диаграмме изменения давления в зависимости от дебита для верхних и нижних компонентов демонстрирует кривые поведения пласта и обогривания. Эти две кривые пересекаются в одной точке, координаты которой представляют давление и дебит узла. Отсюда следует, что узловой анализ позволяет устанавливать параметры работы скважины в зависимости от параметров пласта и их из-

навливать параметры работы скважины в зависимости от параметров пласта и их изменения с развитием параметров месторождения. Используемые параметры скважины представлены ниже:

Глубина верхней части перфораций, м	3000
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	127
Внешний диаметр подъемных труб, мм	73
Внутренний диаметр подъемных труб, мм	63,5
Давление в фонтанной арматуре, бар	5
Статическое давление, бар	65
Динамическое давление, бар	50
Относительная плотность газа	0,65
Плотность жидкости, кг/м ³	864
Динамическая вязкость газа, Па	$0,02 \cdot 10^{-3}$
Динамическая вязкость жидкости, Па	$1,16 \cdot 10^{-3}$
Поверхностное напряжение жидкости, Н/м	$36 \cdot 10^{-3}$
Дебит жидкости, м ³ /день	35
Дебит газа, см ³ /день	20000

В первой стадии работы узловой анализ был применен для изучения зависимости давления на устье скважины и дебита газа, производимого скважиной над координатами точек корреляции работы между пластом и скважиной. Для этой цели были даны значения для давления на устье скважины: $p_2 = 5$ бар, $p'_2 = 10$ бар, $p''_2 = 20$ бар, $p'''_2 = 30$ бар; значения для дебита газа: $Q_g = 20000$ см³/день и $Q'_g = 100000$ см³/день. Кривая поведения пласта была построена на основе методики Wiggins [4], основанной на том, что через пласт проходит многофазный поток, а скважина производит нефть, воду и газ.

Прежде всего необходимо определить кривые градиента давлений на устье скважины и дебита газа для разных значений газового фактора. Для этой цели используется теория извлечения многофазных жидкостей через подъемные трубы, разработанная Hagedorn – Brown [2, 3]. Считается, что для $Q'_g = 100000$ см³/день кривые градиента имеют зону изгиба около поверхности, особенно в области низких значений давления на устье скважины (рис.1). Это явление происходит, когда увеличиваются трение и ускорение при больших параметрах газового фактора и низких параметрах давления на устье скважины. Яв-

ление может быть заглушено при увеличении диаметра подъемных труб или давления на устье скважины.

Из диаграмм (рис.1) получаем пары значений (динамическое давление, дебит жидкости) в зависимости от давления на устье скважины p_2 . Они представлены графически на рис.2. Приведенная кривая поведения пласта создает кривые поведения оборудования (рис.2).

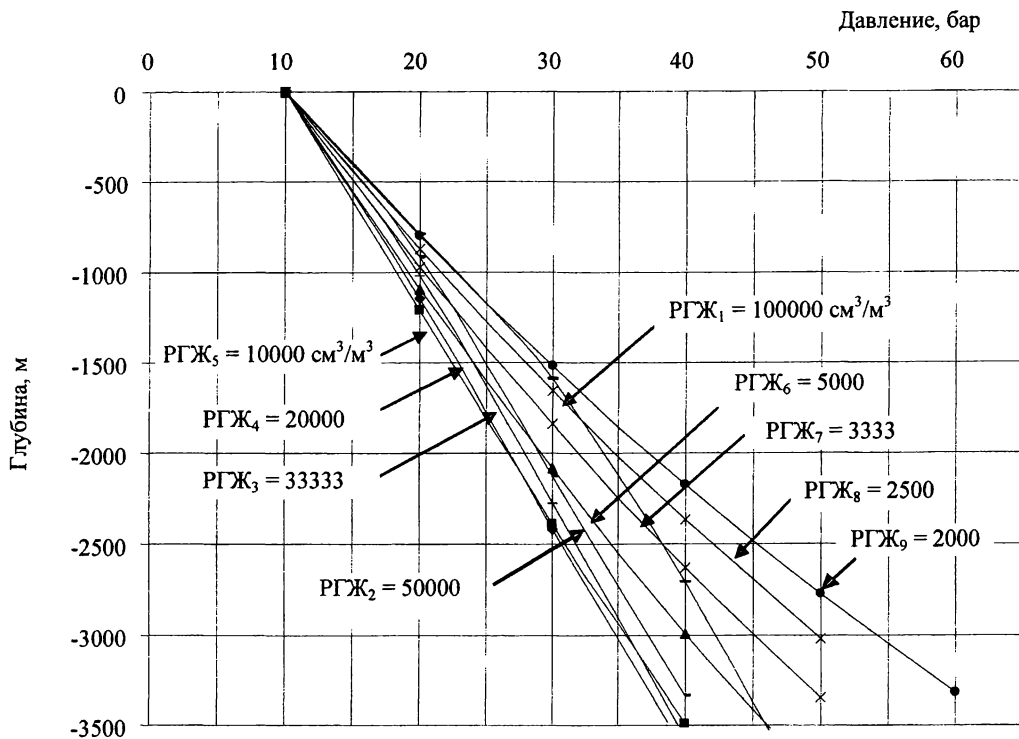
Далее исследовалась эволюция параметров режима работы скважины относительно развития параметров пласта. На уровне месторождения имеет место явление истощения, давление пласта уменьшается постепенно на 5 бар до $p_c = 35$ бар. Также было установлено, что вокруг скважины проницаемость не изменялась, но загрязнение осталось на том же уровне.

По методике Wiggins [4] определяются кривые поведения пласта, соответствующие данным пластовым давлениям (рис.2). С сокращением давления на устье скважины динамическое давление уменьшается, но дебит эффективности скважины растет. Из рис.2, а следует, что для дебита газа $Q_g = 20000$ см³/день течение является стабильным даже в случае низких дебитов жидкости. С другой стороны (рис.2, б), для низких дебитов жидкостей, а также для высоких газовых факторов кривые поведения оборудования имеют зоны нестабильного течения, характеризующиеся изгибом, который уменьшается с увеличением давления на устье скважины.

В случае, когда месторождение истощается, координаты точек корреляции работы между пластом и скважиной изменяются. При падении давления пласта до 55 бар корреляция работы между пластом и скважиной падает и понижает дебит. В этом случае точки корреляции остаются в зоне стабильного потока (рис.2, б). Когда скважина производит $Q'_g = 100000$ см³/день, отмечается перемещение точек корреляции работы между пластом и скважиной к зоне нестабильного течения.

Из рис.2, а следует, что, в условиях сокращения давления пласта до 35 бар, когда давление на устье скважины низкое

а



б

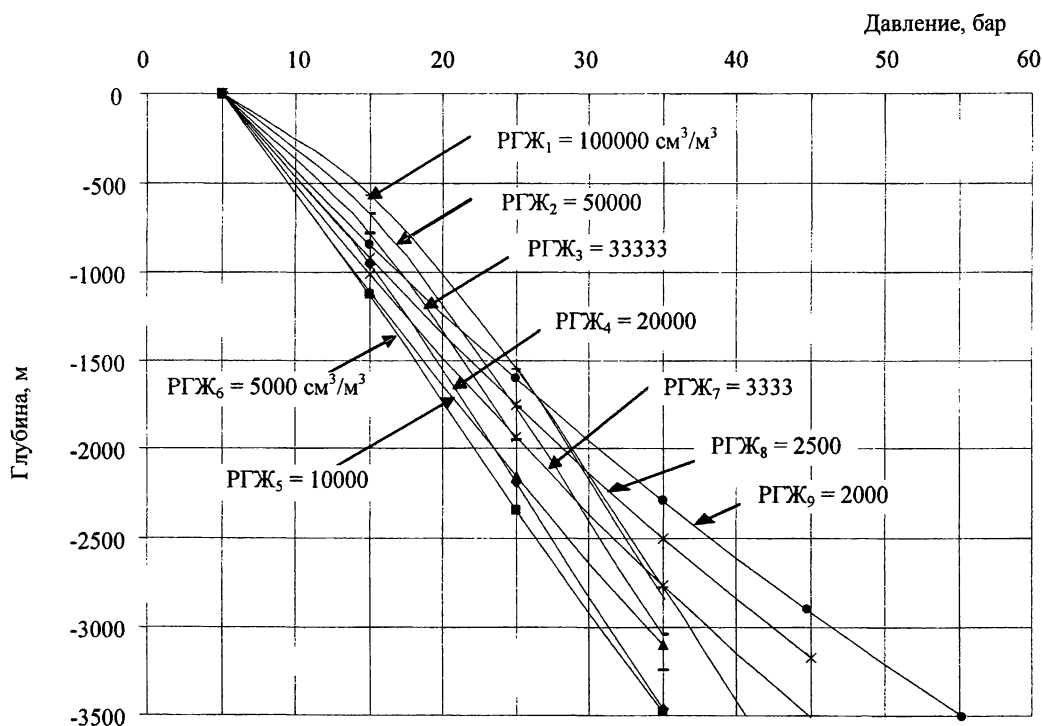


Рис. 1. Кривые градиента для $p_2 = 5$ бар (а) и $Q_r = 100000$ см³/день (б)

(5 бар), скважина с низким дебитом будет в режиме стабильного течения. Если требуется высокое давление на устье скважины (например $p''_2 = 20$ бар), то скважина может уменьшить производительность при

уменьшении давления пласта до 40 бар. Если дебит газа $Q_r = 100000$ см³/день и давление на устье скважины $p_2 = 5$ бар, то давление пласта уменьшается до 40 бар и скважина работает в стабильном режиме.

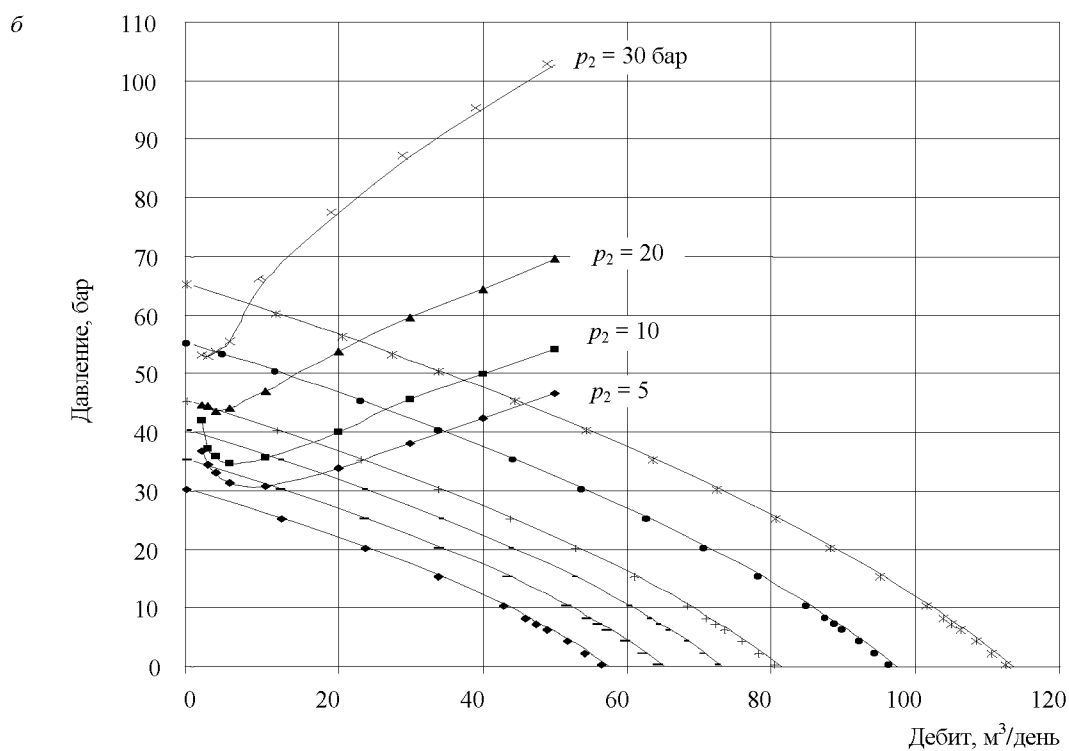
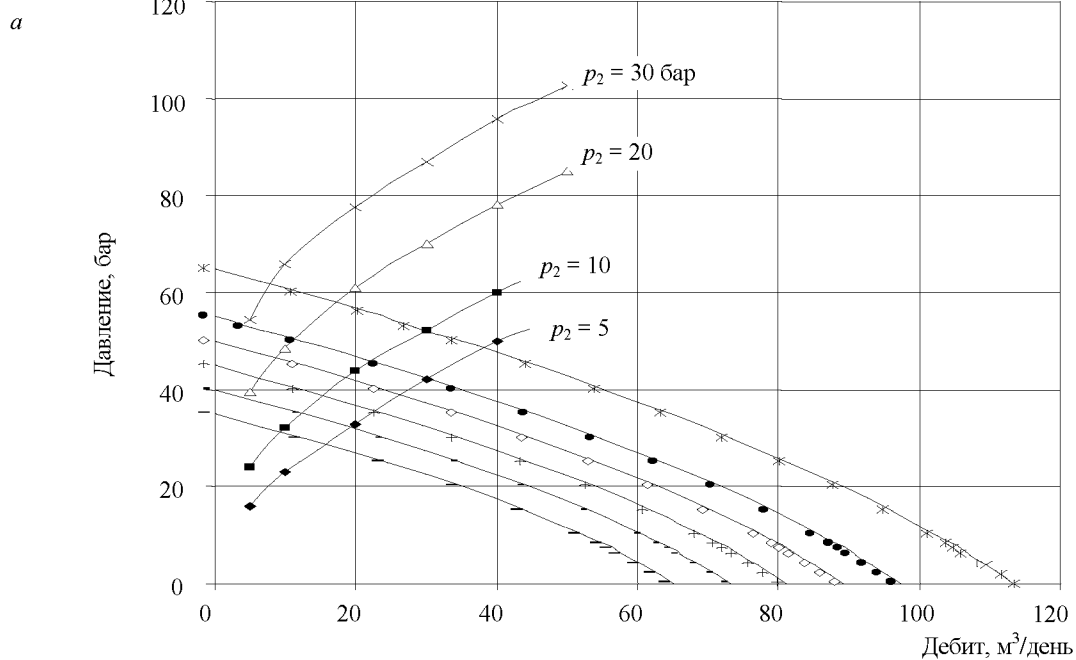


Рис.2. Узловой анализ: для $Q_g = 20000$ см³/день (*a*); для $Q_g = 100000$ см³/день (*б*)

В момент, когда давление пласта уменьшается до 35 бар, кривая поведения пласта пересекает в двух точках кривую поведения оборудования для $p_2 = 5$ бар. Это означает, что для более высоких значений дебита, чем минимальный дебит с кривой

поведения оборудования, в скважине наблюдается стабильный поток, для низких значений дебита – поток нестабилен и скважина может остановиться. При давлении пласта в 30 бар две кривые поведения не пересекаются, при этом скважина не произ-

водит открытое извержение. В этом случае необходимо изменить диаметр подъемных труб или переход скважины в газолифт.

Выводы

Узловой анализ позволяет определить функциональные параметры скважины, приняв во внимание параметры пласта. Для этой цели необходимо построить кривые поведения пласта и кривые поведения оборудования. По высоким значениям газового фактора, низкого давления на устье скважины и маленьких диаметров труб кривые градиента могут представлять зону изгиба, особенно около поверхности. Эта зона изгиба появляется и в кривых поведения оборудования в зоне низких дебитов, определяя зону неустойчивого потока. В случае, когда скважина работает с высоким дебитом газа, стремление перемещения точек корреляции работы между пластом и скважиной к неустойчивой зоне еще больше.

Была установлена позиция координат точек работы между пластом и скважиной в условиях явления истощения. Также были установлены условия, в которых скважина перестает работать в открытом извержении, но при этом необходимо изменить диаметр подъемных труб (в случае $Q_r = 100000 \text{ см}^3/\text{день}$) или перевести скважину в газолифт. Подобный анализ может быть проведен и в случае увеличения количества вредных примесей или изменения диаметра подъемных труб.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Beggs D.H.* Production Optimisation using Nodal Analysis. Oil & Gas Consultants International Publications. Tulsa, 2000.
2. *Brown K.E.* The Technology of Artificial Lift Methods. Vol. 4. Pennwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma, 1991.
3. *Popescu C., Coloja M.P.* Extracția țițeiului și a gazelor asociate. Editura Tehnică. București, 1993.
4. *Wiggins M.L.* Generalized Inflow Performance Relationships for Three – Phase Flow. S P E Reservoir Engineering, August, 1994.