

3. Результаты исследований по проблемам прочности и долговечности элементов конструкций нефтяного оборудования. Научно-технический отчет № 106-9-97 / под ред. А. В. Бондарь. Воронеж, 1997. 43 с.

4. Технические условия оборудования устья скважин и фонтанного оборудования. Американский нефтяной институт. Спецификация 6А, 17 редакция, 1996.

УДК 622.276.5.001.5

**Афонин Леонид Алексеевич, Васильев Владимир Андреевич,
Гуныкина Татьяна Александровна, Николайченко Александр Сергеевич**

ОБОСНОВАНИЕ ВХОДНОГО ДЕБИТА СКВАЖИНЫ

В статье проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин. Выявлена определенная закономерность по технологическому режиму – диаметр штуцера обычно больше, чем максимальный диаметр штуцера при ГДИ. Приведены примеры расчета коэффициента сопротивления штуцера по данным исследования скважин на месторождении Белый Тигр.

Ключевые слова: дебит, скважина, штуцер, давление, разгазирование, обводненность, насосная установка, газовый фактор.

**Afonin Leonid A., Vasilev Vladimir A., Gunkina Tatyana A., Nikolaychenko Aleksandr S.
RATIONALE INPUT RATE OF FLOW OF THE WELL**

The article analyzes results of hydrodynamic research the well and of technological mode of their work. The analysis revealed a certain regularity technological mode - fitting diameter is usually more than the maximum diameter of the fitting at the hydrodynamic research. The Provides examples of calculation the coefficient of resistance connecting according to data studies wells at the field White Tiger.

Key words: rate of flow, well, fitting, pressure, liberation of gas, water cut, pumping plant, gas-oil ratio.

При прогнозировании добычи нефти по отдельным скважинам на последующий год эксплуатации необходимо обосновать входной дебит по нефти на начало года и предполагаемый коэффициент снижения дебита в течение года.

Обычно дебит скважины устанавливается с учетом факторов, ограничивающих отбор жидкости, которые выявляются при исследовании скважины в процессе ее эксплуатации. По результатам исследований строятся регулировочные кривые, т. е. зависимость параметров работы скважины от диаметра штуцера: дебит нефти, дебит жидкости, газовый фактор, содержание воды и механических примесей (песка), давление на забое и на устье скважины, депрессия на пласт.

Существенное увеличение газового фактора может быть обусловлено прорывом газа из газовой «шапки» (при ее наличии), разгазированием нефти в призабойной зоне пласта (давление на забое скважины снижается ниже давления насыщения).

Существенное увеличение содержания воды может быть обусловлено поступлением подошвенной воды (при наличии водяного конуса) или прорывом воды по напластованию (в условиях заводнения залежи или расположения скважины вблизи контура нефтеносности).

Существенное увеличение содержания механических примесей (песка) может быть связано с интенсивным выносом несвязных (пелитовых или алевролитовых) частиц горной породы или разрушением призабойной зоны пласта. При исследованиях следят за изменением отметки забоя скважины в условиях накопления песчаной пробки.

Ограничения по дебиту могут быть обусловлены давлением в системе нефтегазосбора.

Определенную роль играют технические и организационные причины (аварийные ситуации в системе сбора и подготовки нефти и газа, при хранении и реализации товарной продукции, утилизации пластовых вод и т. д.).

Все эти факторы, в конечном итоге, приводят к постоянному изменению режима работы скважины: при фонтанном способе эксплуатации меняется диаметр штуцера, при газлифтном способе – расход рабочего агента (газа), при насосном способе – параметры работы насосной установки.

Существующее состояние разработки нефтяного месторождения Белый Тигр характеризуется интенсивной закачкой воды в залежь с целью поддержания пластового давления, обеспечивающего фонтанный способ добычи нефти. Однако в отдельных скважинах забойное давление приближено к давлению насыщения, отмечено образование локальной газовой шапки, разгазирование нефти в призабойной зоне пласта.

Как результат, идет перемещение искусственно созданного водонефтяного контакта, изменяется обводненность скважинной продукции, изменяется давление на устье скважины.

Истощение запасов нефти, изменение режима разработки с естественного упругого на искусственный водонапорный создают определенные трудности при прогнозировании показателей разработки залежи в целом и режима работы отдельно взятых скважин.

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и технологического режима их работы выявил определенную закономерность по технологическому режиму – диаметр штуцера обычно больше, чем максимальный диаметр штуцера при ГДИ. Это, очевидно, обусловлено техническими возможностями замерной установки. Следовательно, необходимо иметь методику пересчета данных ГДИ на фактический режим работы скважины, используя регистрируемые параметры, например, давление на устье скважины (до штуцера) и давление в выкидной линии (после штуцера). При этом принимается постоянство газового фактора.

Такая методика позволит также привести фактический режим работы скважины на различных штуцерах к одному, реперному диаметру и, таким образом, оценить темп снижения дебита скважины во времени. Можно также сопоставить скважины по продуктивности.

Будем рассматривать штуцер как местное сопротивление и используем соответствующую формулу:

$$\Delta p_{шт} = \xi \frac{\rho_{см} v_{см}^2}{2}, \quad (1)$$

где $\Delta p_{шт}$ – перепад давления на штуцере,

$$\Delta p_{шт} = P_{уст} - P_{лин}; \quad (2)$$

$P_{уст}$, $P_{лин}$ – давление на устье скважины (до штуцера) и в выкидной линии (после штуцера); ξ – коэффициент сопротивления штуцера; $\rho_{см}$ – расходная плотность газожидкостной смеси; $v_{см}$ – скорость движения газожидкостной смеси в штуцере.

Из уравнения материального баланса имеем:

$$\rho_{см} v_{см} = \frac{G_{см}}{F}, \quad (3)$$

где $G_{см}$ – массовый расход газожидкостной смеси,

$$G_{см} = Q_{нд} \rho_{нд} + Q_g \rho_g + Q_o \rho_o; \quad (4)$$

$Q_{нд}$, $\rho_{нд}$ – объемный расход и плотность дегазированной нефти; Q_g , ρ_g – объемный расход и плотность воды,

$$Q_g = Q_{нд} \frac{n_g}{1 - n_g}; \quad (5)$$

n_g – объемная обводненность скважинной продукции; Q_o , ρ_o – объемный расход и плотность газа однократного разгазирования при нормальных условиях ($P_o = 0,1$ МПа; $T_o = 273$ К),

$$Q_o = Q_{нд} \Gamma_\phi; \quad (6)$$

Γ_ϕ – газовый фактор; F – площадь сечения штуцера, $F = 0,785 d_{шт}^2$, $d_{шт}$ – диаметр штуцера.

Для скорости движения газожидкостной смеси в штуцере имеем:

$$v_{см} = \frac{1}{F} (Q_{нд} \epsilon_n + Q_g \epsilon_g + Q_o), \quad (7)$$

где ϵ_n , ϵ_g – объемные коэффициенты нефти и воды; Q_o – объемный расход свободного газа.

Приводя расходные параметры к среднему давлению в штуцере:

$$P_{cp} = \frac{P_{уст} + P_{лин}}{2}, \quad (8)$$

имеем

$$Q_o = Q_{нд} (\Gamma_\phi - \alpha P_{cp}) \frac{P_o T_{cp} Z_{cp}}{P_{cp} T_o}; \quad (9)$$

$$\epsilon_n = 1 + \alpha P_{cp} \frac{\rho_{op}}{\rho_{гжс}}, \quad (10)$$

где α – коэффициент растворимости газа в нефти при P_{cp} и T_{cp} ; ρ_{op} – плотность растворенного в нефти газа при P_{cp} и T_{cp} ; $\rho_{гж}$ – плотность растворенного в нефти газа в жидком состоянии; Z_{cp} – коэффициент сжимаемости свободного газа при P_{cp} и T_{cp} ; T_{cp} – средняя температура в штуцере.

Введем обозначения:

$$a_p = \rho_{нд} + \frac{n_g}{1-n_g} \rho_g + \Gamma_\phi \rho_o; \quad (11)$$

$$\epsilon_p = 1 + \alpha P_{cp} \frac{\rho_{op}}{\rho_{гж}} + \frac{n_g}{1-n_g} \epsilon_g + (\Gamma_\phi - \alpha P_{cp}) \frac{P_o T_{cp} Z_{cp}}{P_{cp} T_o}. \quad (12)$$

Тогда имеем

$$\Delta p_{ум} = \xi \frac{Q_{нд}^2}{2F^2} a_p \epsilon_p, \quad (13)$$

откуда получаем формулы для расчета дебита нефти и диаметра штуцера:

$$Q_{нд} = F \sqrt{\frac{\Delta p_{ум}}{\xi a_p \epsilon_p}}, \quad (14)$$

$$d_{ум} = \sqrt{\frac{4}{\pi} Q_{нд}^4 \frac{\xi \cdot a_p \cdot \epsilon_p}{\Delta p_{ум}}}. \quad (15)$$

Коэффициент сопротивления штуцера определяется по данным гидродинамических исследований.

Ниже приводится пример расчета коэффициента сопротивления штуцера по данным исследования скважины 420 месторождения Белый Тигр.

Исходные данные приведены в табл. 1.

Таблица 1

Данные исследования скважины 420

$d_{ум}, \text{мм}$	$Q_{нд}, \text{м}^3/\text{сут}$	$P_{уст}, \text{МПа}$	$\Gamma_\phi, \text{м}^3/\text{м}^3$	$n_g, \%$ объемн.
10	414,2	13,1	142,4	-
14	604,2	12	165,0	-
16	746,7	11	166,0	-
20	980,2	9	169,4	-
22	1073,9	8	167,4	-

При расчете коэффициента сопротивления штуцера принято:

$$\rho_{нд} = 835 \text{ кг/м}^3; \rho_o = 1 \text{ кг/м}^3; \rho_{op} = 2 \text{ кг/м}^3; \rho_v = 1030 \text{ кг/м}^3; \rho_{гж} = 500 \text{ кг/м}^3; \\ \alpha = 5 \text{ нм}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа}); T_{cp} = 363 \text{ К}; Z_{cp} = 0,9; P_{лин} = 1,5 \text{ МПа}.$$

Результаты расчета приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчета коэффициента сопротивления штуцера

$d_{ум}, \text{мм}$	$\Delta p_{ум}, \text{МПа}$	$P_{cp}, \text{МПа}$	a_p	ϵ_p	ξ	$Q_{нд}$ при $\xi_{cp} = 2,74, \text{м}^3/\text{сут}$	$Q_{нд}$ по замеру, $\text{м}^3/\text{сут}$	$\Delta, \%$
10	11,6	7,3	977	2,89	2,22	454	414,2	+ 9,6
14	10,5	6,75	1000	3,47	3,00	565	604,2	- 6,9
16	9,5	6,25	1001	3,70	2,82	730	746,7	- 2,3
20	7,5	5,25	1004	4,36	2,67	984	980,2	+ 0,4
22	6,5	4,75	1002	4,73	2,74	1064	1073,9	0,9

Среднее значение коэффициента сопротивления штуцера по трем последним режимам составляет $\xi_{cp} = 2,74$.

Максимальное отклонение расчетного дебита нефти от фактического по этим режимам составляет 2,3 %.

При диаметре штуцера 10 мм имеем заниженное значение коэффициента ξ . По газовому фактору, который занижен на 17 % от среднего значения, результат не корректируется. Можно предположить неточность изготовления штуцера, который должен быть 10,59 мм. При диаметре штуцера

14 мм имеем несколько завышенное значение коэффициента ξ . Корректировка по диаметру штуцера дает $d_{шт} = 13,8$ мм. Для этих двух режимов отклонения по диаметру штуцера составляет 0,2 – 0,6 мм, что вполне возможно.

Аналогичные значения коэффициента $\xi = 2,74 \pm 0,1$ получены по скважинам 428, 403 (дважды) и другим фонтанным скважинам месторождения Белый Тигр.

Литература

1. Бикбулатов В. А., Еличев В. А., Михайлов В. Г. Оптимизация режима работы фонтанных скважин в ОАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. № 9. 2006.
2. Ковалев А. Ф., Шакиров Р. А., Лиховол Г. Д. Анализ кривых давления, получаемых в процессе вторичного вскрытия пласта перфорацией // Нефтяное хозяйство. № 2. 2008.

УДК 622.245.42

**Белая Елена Викторовна, Керимов Абдул-Гапур Гусейнович,
Копченков Вячеслав Григорьевич, Турская Ольга Юрьевна**

КОНЦЕПЦИЯ РАЗРАБОТКИ ПРИБОРНО-МЕТОДИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КОЛОНН ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

В статье рассматривается скважинный прибор по диагностике технического состояния обсадной колонны (трехмерная модель).

Ключевые слова: разработка, прибор, обсадная колонна, электромагнит, скважина, конструкция, катушка.

**Belaya Elena V., Kerimov Abdul- Gapur G., Kopchenkov Vyacheslav G., Turskaya Olga Y.
CONCEPT DEVELOPMENT OF INSTRUMENTATION AND METHODOLOGICAL COMPLEXES
FOR RESEARCH TECHNICAL STATES COLUMN EXPLOITATION WELLS**

In article are considered welling the device on diagnostics of a technical condition casing string (three-dimensional model).

Key words: deposit, development, casing string, electromagnet, well, design, spool.

В течение последних десяти лет в мировой практике наиболее широкое развитие получили энергосберегающие экологические разработки, выполненные на базе современных компьютерных и микропроцессорных технологий. Данное направление деятельности является самым молодым, и его развитие имеет большое будущее, о чем свидетельствуют медали, в том числе и золотого достоинства (41-й Международный салон «Изобретения Женева 2013»), полученные на отечественных и зарубежных выставках.

В зарубежной практике после перехода на цифровую форму регистрации геофизических параметров широкое распространение получили приборы, принцип действия которых основан на изучении стационарных электромагнитных полей, и механические трубные многорычажные профилемеры. Разработки выполняются такими ведущими зарубежными фирмами как «Schlumberger» (приборы серии ЕТТ-А и ЕТТ-Д, Multi-Finger Caliper), «Western Atlas» (прибор Magnelog), «Computalog» (Multi-arm multi-sensor casing caliper) и «Halliburton» (Electromagnetic-phase shift devices), и в настоящее время являются наиболее перспективными в области контроля технического состояния [1]. Однако и эти приборы обладают некоторыми недоработками, основной из которых является низкая разрешающая способность в локализации мелких повреждений, из-за существенного ослабления магнитного потока индуктируемого генераторными катушками, удаленными от внутренней стенки колонны, т. к. наличие большого зазора резко увеличивает электрическое сопротивление магнитной цепи.

При разработке конструкции скважинного прибора по диагностике технического состояния обсадной колонны были учтены конструктивные недоработки известных скважинных приборов и выполнено трехмерное, детальное моделирование механической части.