

*Карпова Т.Н. Особенности вскрытия продуктивных пластов на месторождениях ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» // Академия педагогических идей «Новация». Серия: Научный поиск. – 2020. – №1 (январь). – АРТ 4-эл. – 0,4 п.л. - URL: <http://akademnova.ru/series-scientific-search>*

**РУБРИКА: ХИМИЧЕСКИЕ НАУКИ**

УДК 66.0

**Карпова Татьяна Николаевна**

Магистрант 2 курса, нефтегазовое дело.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,

г. Тюмень, Российская Федерация

e-mail: [karpova198181@mail.ru](mailto:karpova198181@mail.ru)

**ОСОБЕННОСТИ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА  
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»**

*Аннотация:* Рост добычи в Западной Сибири определяет, внедрение новейшей техники, технологий, эффективных методов разработки с применением блочно-индустриальных методов обустройства месторождений.

В настоящее время крупные месторождения ПАО «НК «Роснефть» являются полигоном испытания различных технологий разработки низкопроницаемых коллекторов (НПК). В массовом порядке проводится гидроразрыв пласта.

В широком объеме применяются химические методы обработки призабойной зоны пласта, такие как: использование импульсно-волнового метода, пенообработки, соляно-кислотные обработки, комплексные глинокислотные обработки.

В результате резкого обводнения продукции проводят расчеты по трем вариантам по методике В.И. Щурова.

*Ключевые слова:* коллекторские свойства, продуктивные пласты, перфорация, глинистые растворы, пены, вскрытие пласта, призабойная зона пласта.

**Karpova Tatyana Nikolaevna**

2nd year master's Student, oil and gas business

Tyumen industrial University,

Tyumen, Russian Federation

## **FEATURES OF OPENING OF PRODUCTIVE LAYERS AT THE FIELDS OF PJSC « NC « ROSNEFT»**

*Annotation:* The growth of production in Western Siberia determines the introduction of the latest technology, technologies, effective methods of development with the use of block-industrial methods of field development.

Currently, the large fields of Rosneft are a testing ground for various technologies for developing low-permeable reservoirs (NPC). Hydraulic fracturing is carried out EN masse.

A wide range of chemical methods are used for processing the bottom-hole zone of the formation, such as: the use of pulse-wave method, foam treatment, hydrochloric acid treatment, complex clay acid treatment.

As a result of a sharp watering of products, calculations are made for three options according to the method of V. I. Shchurov.

*Keywords:* reservoir properties, productive layers, perforation, clay solutions, foams, opening of the formation, bottom-hole zone of the formation.

Нефтяные компании России проявляют большой интерес к технология вскрытия продуктивного пласта. В первую очередь, это связано с постоянно возрастающим значением, придаваемым предупреждению нарушений коллекторских свойств пласта с высокими потенциальными возможностями, повышению механической скорости проходки и предупреждению поглощений при бурении скважин в истощенных пластах. Общая цель применения технологии вскрытия продуктивного пласта состоит в снижении стоимости разработки месторождения. Вскрытие продуктивного пласта на депрессии или при отрицательном дифференциальном давлении в системе «скважина-пласт» (на ОПД) представляет собой такой процесс, при котором не происходит попадание компонентов бурового раствора в продуктивный пласт, а наоборот идёт поступление нефти в ствол скважины.

Из обзора исследований по вскрытию продуктивных пластов на репрессии и депрессии следует:

- бурение на ОПД является единственной, в настоящее время, технологией, позволяющей сохранить в процессе первичного вскрытия естественные фильтрационно-ёмкостные свойства продуктивного пласта при одновременном повышении скорости бурения;

- имеющаяся в литературных источниках информация, в основном, посвящена эффективности способа бурения на ОПД и, весьма, мало содержит данных о технике и технологии;

- наиболее сложной нерешённой в должной мере проблемой является сохранение естественных фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивного пласта при заканчивании скважин;

- отсутствуют рекомендации по проектированию и достижению в промысловых условиях депрессии на продуктивный пласт;

- в ПАО «НК «Роснефть» разработаны и опробованы в промышленных условиях технологические схемы строительства нефтяных скважин на равновесии и депрессии.

Продуктивный пласт вскрывают перфорацией после заполнения скважины той жидкостью, которую применяли при вскрытии пласта бурением. Так как процесс перфорации часто происходит длительное время, в ПЗП проникает вода или фильтрат промывочной жидкости (глинистого раствора), что существенно ухудшает фильтрационные свойства коллектора. Как правило, при перфорации применяют глинистый раствор низкого качества с высокой водоотдачей, поэтому количество проникшего в пласт фильтрата бывает значительным. После перфорации глинистый раствор заменяют водой.

Для частичного устранения недостатков проникновения воды иногда до начала перфорации в нижней части эксплуатационной колонны помещают раствор на углеводной основе или водный раствор ПАВ.

Оба способа до некоторой степени отвечают условиям сохранения проницаемости призабойной зоны пласта в процессе его вскрытия перфорацией.

Наиболее прогрессивным техническим решением является применение растворов на углеводородной основе. Сущность рекомендуемого способа состоит в том, что в нижней части эксплуатационной колонны до проведения процесса вскрытия пласта перфорацией помещают столб пены, поверх которого должна находиться пенообразующая жидкость[1].

Объем пены определяют с учетом следующих условий:

1. Объем пены, помещаемой в нижней части колонны, не должен вызывать притока жидкости (газа) из пласта в процессе перфорации.

2. Объем пены должен препятствовать проникновению в пласт жидкости (воды, глинистого раствора), находящейся в стволе скважины.

3. Гидростатическое давление столба жидкости (воды, глинистого раствора) с добавкой ПАВ, находящейся над столбом пены в скважине, должно быть выше величины упругой энергии пены.

Для выполнения этих условий рекомендуется образовать двухфазную пену следующего компонентного состава: поверхностно-активное вещество, стабилизатор, хлористый кальций.

Указанные компоненты предварительно растворяются в воде, а затем перед закачкой в скважину приготовленный водный раствор вспенивают.

Результаты лабораторных исследований устойчивости пены, приготовленной на основе водных растворов ОП -10, стабилизатора КМЦ - 600 и хлористого кальция, представлены в таблице 1 [1].

Таблица 1 – Компонентный состав пен

Концентрация Хлористого Кальция, %	Концентрация КМЦ-600, %	Устойчивость пены (с/см <sup>3</sup> ) при концентрации ОП - 10, %			
		0,5	0,8	1,0	1,5
20	0	5,1	5,0	4,8	4,0
	0,5	9,1	12,5	12,1	12,7
	1,0	21,5	21,2	20,6	19,2
	1,5	47,6	37,0	32,4	24,7
30	0	6,3	8,5	7,6	8,01
	0,5	18,9	15,8	21,3	17,3
	1,0	35,0	30,2	30,0	29,4
	1,5	59,4	52,6	49,1	41,9
40	0	13,3	12,1	10,0	16,6
	0,5	17,4	18,0	18,5	17,0
	1,0	38,7	50,0	43,5	40,0
	1,5	58,0	87,5	63,1	66,4

Устойчивость пены определяется по методике ВНИИ.

При концентрациях хлористого кальция наибольшая устойчивость пены получается при 0,5 - 0,8% -ой концентрации ОП - 10 и 1,0 - 1,5% -ной стабилизатора КМЦ - 600.

В связи с этим пену можно создать как при 20% -ной концентрации хлористого кальция, так и при 30 - 40% -ной в зависимости от величины пластового давления.

Если давление составляет 0,8 и ниже гидростатического, двухфазную пену можно образовать с концентрацией хлористого кальция 20%. При пластовом давлении 0,8 - 1,0 гидростатического концентрацию хлористого кальция можно принять равной 30 - 40%.

При степени аэрации 30 - 40 в нормальных условиях можно образовать двухфазную пену плотностью 1,0 г/см<sup>3</sup>. Приготовленная таким образом двухфазная пена, заполняющая нижнюю часть колонны, предохранит призабойную зону пласта от попадания в ней воды в процессе всего периода перфорации.

Рекомендуемый способ перфорации эксплуатационной колонны имеет следующие преимущества [2]:

1) возможность регулирования давления на забое скважины в широком диапазоне. Достигается это путем изменения степени аэрации и объема пены, помещаемой в нижней части эксплуатационной колонны;

2) предотвращение попадания в призабойную зону пласта жидкости (глинистого раствора, воды) в процессе перфорации колонны.

Оборудование для вскрытия пласта [3].

При вскрытии продуктивных пластов с применением пен используют следующее дополнительное оборудование: передвижные компрессоры, установку по разрушению пены, герметизирующее устройство устья

скважины (вращающийся превентор), аэратор, обратный клапан, устанавливаемый в бурильных трубах, емкости для хранения и приготовления растворов ПАВ, приборы для замера расхода жидкости и воздуха.

Установку по разрушению пен рекомендуется располагать как можно ближе к скважине, при этом дегазированный пенообразующийся раствор необходимо сливать в ёмкость. Устье скважины соединяется с сепарационной камерой при помощи трубопровода диаметром 114 мм. Чтобы направить поток пены мимо установки в случае ее отказа в работе, монтируют отводную линию, направленную в земляную емкость.

Для создания безопасных условий работы буровой бригады и отвода пены на установку по разрушению устье скважины оборудуют герметизирующим устройством.

В климатических условиях месторождений ПАО НК «Роснефть» данный вид работ можно производить только в летний период. Рассмотрим и просчитаем приемлемые для наших условий варианты вторичного вскрытия пласта Приразломного месторождения (ООО «РН-Юганскнефтегаз», дочернее общество НК «Роснефть»).

При вторичном вскрытии пласта на Приразломном месторождении как на любом другом важно знать [4]:

- 1) влияние растворов глушения на призабойную зону пласта (ПЗП);
- 2) влияние тампонажного раствора при цементации обсадной колонны на призабойную зону пласта;
- 3) влияние бурового раствора при первичном вскрытии пласта на призабойную зону пласта;
- 4) вид, тип и плотность перфорации для вторичного вскрытия пласта;

5) физико-химическое воздействие на ПЗП после вторичного вскрытия.

И если по первым трём пунктам принимается определенное технологическое решение, то 4 и 5 пункт находится в состоянии отсутствия правильных технологических решений, вследствие чего приёмистость или приток по прослоям с различной проницаемостью оставляет погребённым значительное количество нефти, неравномерного вытеснения или неравномерных отборов. Поэтому рассмотрим эти пункты подробно.

Типы перфорации бывают следующие:

1. Пулевая.
2. Сверлящая.
3. Кумулятивная.
4. Торпедная.
5. Пескоструйная.

Каждая из них обладает своими особенностями.

Каждая перфорация характеризуется своими особенностями: диаметром перфорационного канала, его длиной, соотношениями 1 и 2:

$$l = \frac{l_0}{D} \quad (1)$$

$$a = \frac{d_0}{D} \quad (2)$$

Основные типы и виды перфорации применяемые на Приразломном месторождении приводятся ниже.

По Приразломному месторождению в последние годы наблюдается резкое обводнение продукции не согласующиеся с расчётным проектом.

Проведём анализ по вторичному вскрытию пласта.

Для пластов БС<sub>4-5</sub> коэффициент проницаемости меняется от 1 мД, до 100 мД, в зависимости от геофизической характеристики пласта  $a_{nc}$

относительной амплитуды собственных потенциалов, которая в свою очередь зависит от глинистости коллектора. Принимаем плотность перфорации от 10 отверстий на метр при  $a_{nc} = 0,7-1,0$  до 20 отверстий при  $a_{nc} = 0,4-0,7$ . Считалось, что двойное увеличение плотности перфорации равноценно аналогичному уменьшению коэффициента проницаемости.

Простой расчёт по методике, предложенный В.И. Щуровым с использованием его графиков приводит к следующим результатам.

Рассчитаем при плотности перфорации 5-10 отверстий на метр сверлящим перфоратором №1. Данные возьмём из двух прослоев с проницаемостями 35 мД и 70 мД соответственно:

$$k_1 = 35 \text{ мД} = 35 * 10^{-15} \text{ м}^2$$

$$k_2 = 70 \text{ мД} = 70 * 10^{-15} \text{ м}^2$$

Примем, что пористость меняется в этом случае незначительно:

$$n_1 = 10_{\text{отв/м}}$$

$$n_2 = 5_{\text{отв/м}}$$

Длина канала перфорации:

$$l_{01}=l_{02}= 2 \text{ см}$$

Диаметр перфорационного канала:

$$d_{01}=d_{02}= 12 \text{ мм}$$

Мощность пласта:

$$N_1=N_2= 13 \text{ м}$$

Диаметр скважины:

$$D_1=D_2= 216 \text{ мм}$$

Поскольку на Приразломном месторождении пласт БС<sub>4-5</sub> полностью нефтенасыщен, коэффициент несовершенства скважин по степени вскрытия будет равен 0.

Определим коэффициент несовершенства скважины по характеру вскрытия (формула 3):

$$a = \frac{l_0}{D} = \frac{2}{21,6} \approx 0,1 \quad (3)$$

Аналитическое решение задачи притока жидкости в несовершенной скважине приводит к сложным уравнениям, практическое использование которых весьма затруднительно. Поэтому В.И. Щуров определил величину  $C$  для различных видов несовершенства скважин экспериментально при помощи электролитических моделей и построил графики зависимости величины  $C$  от числа и диаметра отверстий, диаметра скважины, глубины отверстий и степени вскрытия пласта (рисунок 1) [4].

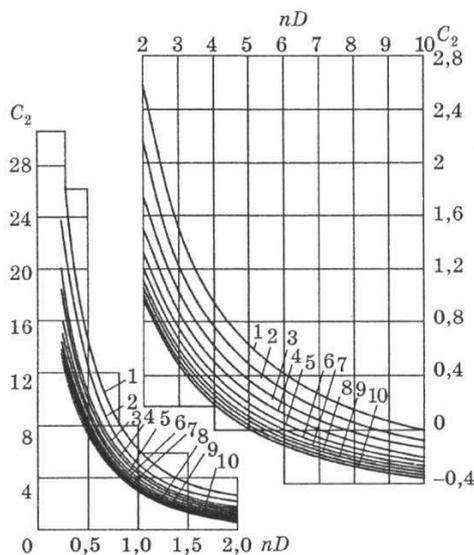


Рисунок 1 – График В.И. Щурова для определения коэффициента  $C_1, C_2$ , учитывающего дополнительное сопротивление притоку к несовершенной по характеру вскрытия пласта скважине, при  $l = 2$

По графику Щурова определим:

$$(nД)_1 = 10 \cdot 0,216 = 2,16$$

$$(nД)_2 = 5 \cdot 0,216 = 1,08$$

$$a_{1,2} = \frac{d_0}{D} = \frac{1,2}{21,6} \approx 0,05$$

определим  $(C_2)_1 = 10$

определим  $(C_2)_2 = 18$

где  $C = C_1 + C_2$  – коэффициент, учитывающий несовершенство скважины по характеру и по степени вскрытия.

Посчитаем относительный дебиты для пластов одинаковой толщины, то есть это будут коэффициенты показывающие в каких пластах идёт более интенсивный отбор при данном виде перфорации:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_1 \cdot h \cdot (P_{пл} - P_3)}{\mu \cdot [(C_1)_1 + (C_2)_1 + \ln \frac{R_k}{r_c}]} : \frac{2 \cdot \pi \cdot k_2 \cdot h \cdot (P_{пл} - P_3)}{\mu \cdot [(C_1)_2 + (C_2)_2 + \ln \frac{R_k}{r_c}]} = \frac{k_2 \cdot [(C_2)_2 + \ln \frac{R_k}{r_c}]}{k_1 \cdot [(C_2)_1 + \ln \frac{R_k}{r_c}]} \quad (4)$$

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{35(18 + \ln \frac{250}{216})}{70(10 + \ln \frac{250}{216})} = \frac{35(18 + 7)}{70(10 + 7)} = \frac{25}{34} \approx 0,74$$

Для данного вида перфорации можно сделать следующие выводы:

- 1) наименьшее проницаемый пласт будет выработан на 0,74 в то время как более проницаемый пласт вырабатывается в 1:0,74=1,36 раза быстрее;
- 2) вытеснение будет более интенсивно проходить в более проницаемом пласте, который за тем станет обводнённым.

Посчитаем ту же задачу для перфоратора №2, у которого технические характеристики следующие: диаметр отверстия  $d_0 = 5 \text{ мм} = 0,5 \text{ см}$ ; длина

перфорационного канала  $l_0=10-12\text{см}$  мощность пласта  $N=13\text{м}$ ; диаметр скважины  $D=0,216\text{м}$ .

$$n_1 = 20 \text{ отв/м}$$

$$k_1 = 35 \text{ мД}$$

$$d_1 = \frac{d_0}{D} = \frac{0,5}{21,6} = 0,02$$

$$\lambda_1 = \frac{\lambda_0}{D} = \frac{11}{21,6} = 0,5$$

$$(nD)_1 = 4,32$$

$$n_2 = 10 \text{ отв/м}$$

$$k_2 = 70 \text{ мД}$$

$$d_2 = 0,02$$

$$\lambda_2 = 0,5$$

$$(nD)_2 = 2,16$$

Из графика Щурова, при  $l = 0,5$ , следует:

$$(C_2)_1 = 1,6$$

$$(C_2)_2 = 3$$

Для данного вида перфорации можно сделать следующие выводы: в плохо проницаемом пласту вытеснение или отбор нефти будет происходить медленнее в  $1/0,58 = 1,7$  раза.

Сделаем расчёт для перфоратора со следующими техническими данными:  $d_0=7\text{мм}=0,7\text{см}$ ; длина перфорационного канала  $l_0=21-22\text{см}$  мощность пласта  $h=13\text{м}$ ; диаметр скважины  $D=0,216\text{м}$ .

Плотность перфорации:

$$\begin{aligned}n_1 &= 20 \text{ отв/м} \\k_1 &= 35 \text{ мД} \\d_1 &= \frac{d_0}{D} = \frac{0,7}{21,6} = 0,035 \\ \lambda_1 &= \frac{\lambda_0}{D} = 1 \\(nD)_1 &= 4,32 \\n_2 &= 10 \text{ отв/м} \\k_2 &= 70 \text{ мД} \\d_2 &= 0,035 \\ \lambda_2 &= 1 \\(nD)_2 &= 4,31\end{aligned}$$

Из графика Щурова, при  $l = 1$ , следует:

$$(C_2)_1 = 0$$

$$(C_2)_2 = 0,8$$

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{0,35(0,8 + \ln \frac{250}{216})}{0,70(0 + \ln \frac{250}{216})} = \frac{7,8}{14} \approx 0,56 \quad (5)$$

В этом случае вытеснение или отбор идёт значительно хуже в слоях с низкой проницаемостью  $1/0,56 = 1,85$  раза.

В результате, рассматривая все три варианта проницаемости пласта, которые отличаются между собой техническими характеристиками перфоратора, можно сделать вывод, что в плохо проницаемом пласту вытеснение или отбор нефти будет происходить медленнее, чем в более проницаемом пласту. Поэтому и происходит на Приразломном месторождении обводнение по прослоям с более высокой проницаемостью. Для каждого конкретного случая следует подбирать вид перфоратора и

плотность перфорации, которая соответствовала бы равномерным отборам – вытеснением по всем прослоям.

При строительстве скважин вскрытие продуктивного пласта – один из сложных процессов. Главное требование качественного вскрытия продуктивных пластов - сохранение естественной проницаемости коллектора в призабойной зоне.

Используемый метод подразумевает, что формы и габариты отверстий для соединения колонны с пластом определяются созданными условиями и самим способом. В ходе вскрытия необходимо исключить попадания в пласт тампонажных и буровых смесей, которые могут существенно ухудшить его свойства. Вскрытие должно создать такие условия, в которых пласт будет эксплуатироваться максимально долго, а нефтяная добыча будет эффективной.

#### **Список использованной литературы:**

1. Амиян В.А., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. – М.: Недра, 2006. – 375 с.
2. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. – М.: Недра, 2009. – 200с.
3. Тагиров К.М., Лобкин А.Н., Нифантов В.И. и др. Вскрытие продуктивного пласта с промывкой пеной. Геология, бурение и разработка нефтегазовых месторождений. – М.: ВНИИГазпром, 2011. – вып. 16. – 340 с.
4. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пластов. – М.: Недра, 2010. – 309с.

*Дата поступления в редакцию: 05.01.2019 г.*

*Опубликовано: 10.01.2020 г.*

*© Академия педагогических идей «Новация». Серия: «Научный поиск»,  
электронный журнал, 2020  
© Карпова Т.Н., 2020*