

7/2000

ТИ 52. 47. 19. 25. 29. 67. 61. 11

ISSN 0207-2351

НЕФТЯНАЯ  
И ГАЗОВАЯ  
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

7.2000

# НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ДЕЛО

ЧИТАЙТЕ В НОМЕРЕ:

- РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
- ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ
- ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН
- КОРРОЗИЯ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ



МОСКВА



# НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ДЕЛО

Научно-технический журнал

Издается с 1993 г.

Июль 2000 г.

№ 7

Выходит 12 раз в год

## СОДЕРЖАНИЕ:

### РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Газизов А. Ш., Газизов А. А., Смирнов С. Р.* Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения непроизводительной фильтрации закачиваемых и пластовых вод по промытым зонам пласта..... 2
- Файзуллин И. Н., Шарафутдинов В. Ф., Золова И. В.* К вопросу изучения глинистости продуктивных коллекторов..... 10
- Григорьева В. А., Еремин Н. А., Балкер Наель.* Определение сжимаемости порового объема пород продуктивных горизонтов месторождения Хамза в Иордании..... 13
- Шарафеев Р. Р.* Перспективы нахождения залежей углеводородов в породах доюрского комплекса Шаимского нефтегазоносного района..... 14
- Курамшин Р. М.* Первые результаты применения технологии резки второго ствола на Ермаковском месторождении..... 17

### ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

- Чакин А. А., Савкин В. П.* Опыт эксплуатации УЭЦН специального исполнения в ТПП "Урайнефтегаз"..... 20
- Фозао К. Ф.* Влияние неравномерности разгазирования рабочего потока на характеристики струйного аппарата..... 23
- Попов В. Н.* Методика расчета силы прижатия компоновки штанг к стенкам колонны НКТ в наклонно направленной скважине..... 27

### ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

- Курочкин Б. М., Вакула А. Я., Гимазов И. Н., Максимов В. Н., Луконин А. М.* Опыт применения водонабухающего полимера (ВНП) типа АК-639 для ликвидации водопритоков в скважину..... 31

### КОРРОЗИЯ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

- Леонов В. В., Вахитов Т. М., Уразаков К. Р., Телин А. Г.* О влиянии свойств поверхности металла на процессы биокоррозии в нефтепромысловых водах..... 34
- Леонов В. В., Вахитов Т. М., Уразаков К. Р., Смолянец Е. Ф., Телин А. Г.* Микробная коррозия в нефтепромысловых водах и ее подавление химическими реагентами..... 37

### РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

*Гавура В.Е.* (главный редактор),  
*Брезицкий С.В., Галустов А.М.,*  
*Захаренко Л.Т., Ибрагимов Г.З.,*  
*Курамшин Р.М., Лесничий В.Ф.,*  
*Леценко В.Е., Мангазеев В.П.,*  
*Медведев Н.Я., Миронов Т.П.*  
(зам. главного редактора),  
*Мищенко И.Т., Нестеров В.Н.,*  
*Пчелинцев Ю.В., Храмов П.Ф.*

Ведущий редактор  
*И. А. Ермалинская*

Компьютерный набор  
*Н. А. Аспосова, И. В. Смолина*

Компьютерная верстка *Е. В. Кобелькова*

Лицензия на издательскую деятельность  
ЛР № 020439 от 28.02.97.

Адрес редакции: 117420 Москва,  
ул. Наметкина, 14, корп. Б. ОАО "ВНИИОЭНГ".  
Тел. ред. 332-00-35, 332-00-49.

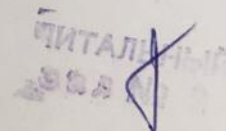
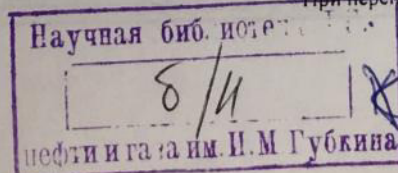
Подписано в печать 17.07.2000.  
Формат 84×108 1/16. Бумага офсетная.  
Печать офсетная. Усл. печ. л. 4,20. Уч.-изд. л. 4,91.  
Тираж 270 экз. Заказ № 58. Цена свободная.  
ОАО "ВНИИОЭНГ" № 4835.

Печатно-множительная база  
ОАО "ВНИИОЭНГ".  
117420 Москва, ул. Наметкина, 14, корп. Б

ОАО "ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ"

© ОАО "ВНИИОЭНГ", 2000

При перепечатке материалов ссылка на издание обязательна.





## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЖИМАЕМОСТИ ПОРОВОГО ОБЪЕМА ПОРОД ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХАМЗА В ИОРДАНИИ

В. А. Григорьева, Н. А. Еремин

(ИПНГ РАН)

Наель Балкер

(РГУ им. П. М. Губкина)

Нефтяное месторождение Хамза, открытое в 1983 г., расположено в северо-восточной части Иордании в пределах бассейна Азрак. Оно приурочено к брахиантиклинальной структуре на поднятом северном блоке субширотного разлома. Структура осложнена многочисленными разрывными нарушениями. Ее размеры 4,7 × 0,88 км. Амплитуда до 200 м. Всего на площади Хамза пробурено 14 скважин (№ НЗ-1...НЗ-14), в четырех из них получены притоки нефти (скв. НЗ-1, НЗ-2, НЗ-12 и НЗ-14).

Основными продуктивными горизонтами на месторождении являются свиты Хоммара и Шуэйба сеноманского яруса верхнего мела.

Скважиной первооткрывательницей является скв. НЗ-1, в которой в начале 1984 г. из свиты Хоммара (инт. 2826,75...2932,5 м) был получен приток нефти дебитом 9,54 м<sup>3</sup>/сут, плотностью 0,87 г/см<sup>3</sup>, с содержанием серы 0,34 %.

Свита Хоммара (K<sub>2</sub>S<sub>3</sub>) сложена известняками и доломитами толщиной 34...43 м. Порода трещиновата. Среднее значение пористости матрицы пород 3,1 %, проницаемость 2,2 м (1 мД = 10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>) при интервале изменения соответственно 0,1...15 % и 0,01...35 мД.

Свита Шуэйба (K<sub>2</sub>S<sub>4</sub>) является основным нефтепродуктивным горизонтом в бассейне Азрака. На месторождении Хамза она состоит в нижней части из нефтесодержащих доломитов и известняков толщиной 37 м, перекрытых глинистыми сланцами толщиной 10 м, являющимися покровной для залежей в свитах Хоммара и Шуэйба. Пористость продуктивных пород изменяется от 0,1 до 27 %, в среднем составляя 10,8 %, проницаемость — от 0,001 до 700 мД, средняя 22,8 мД.

К перспективным относятся также песчаники нижнего мела ((K<sub>1</sub> apt-al, свита Карнаба), обладающие пористостью 4,3...15 %, проницаемостью 1...1000 мД. На месторождении Хамза нефтегазопроявлений из них не наблюдалось.

Измерения сжимаемости порового объема ( $\beta_n = V_{n1}/V_{n2}$ ) были выполнены в 1987 г. на 16 образцах керна Core

Laboratories [1, 2] из вышеуказанных горизонтов. Замеры проведены в условиях гидростатической нагрузки при нескольких горных давлениях (1000...9000 psi)<sup>1</sup>.

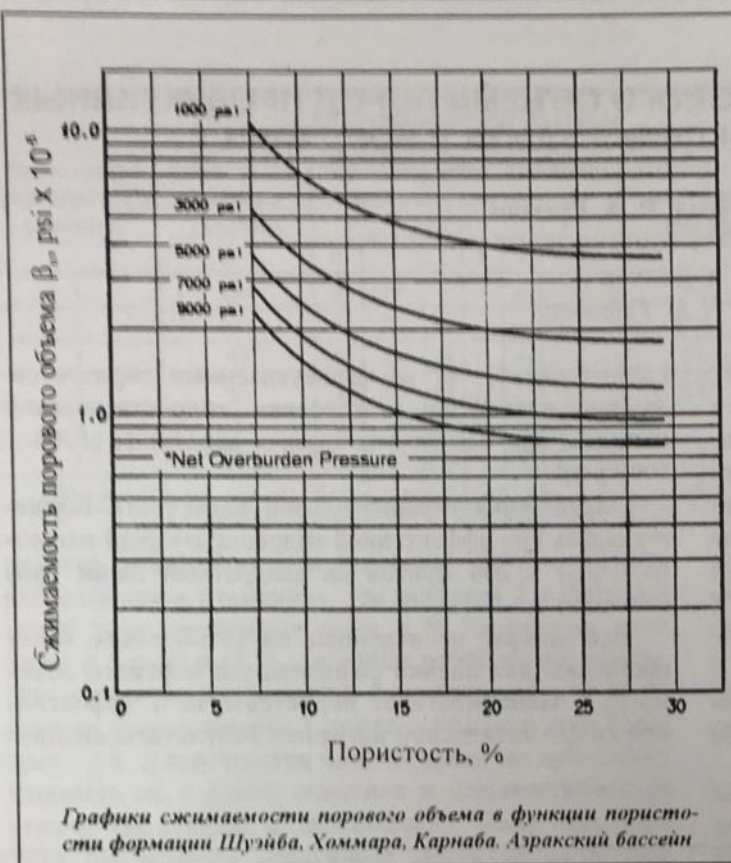
Определения первоначальной пористости осуществлялись при эффективной гидростатической нагрузке ( $\Gamma_{н.эф}$ ) в 200 фунтов на квадратный дюйм (psi) (таблица)

Все замеры, проведенные на 16 образцах, были обобщены для оценки сжимаемости порового объема  $\beta_n$  в зависимости от пористости  $m$  и эффективной гидростатической нагрузки. Результаты анализа

| Номер скважины | Глубина отбора образца, м | Свита   | Пористость, % | Примечание                                |
|----------------|---------------------------|---------|---------------|---|
| НЗ-12          | 2933,35...2933,54         | Хоммара | 15,0          | Разрушился при $\Gamma_{н.эф} > 5000$ psi |
| НЗ-14          | 2911,54...2911,64         | Хоммара | 9,0           |   |
| НЗ-14          | 2912,15...2912,47         | Хоммара | 10,7          | Разрушился при $\Gamma_{н.эф} > 8000$ psi |
| НЗ-14          | 2912,47...2912,62         | Хоммара | 11,3          |   |
| НЗ-7           | 2703,35...2703,60         | Шуэйба  | 24,2          |   |
| НЗ-7           | 2704,45...2704,52         | Шуэйба  | 19,4          |   |
| НЗ-7           | 2709,07...2709,43         | Шуэйба  | 10,0          |   |
| НЗ-12          | 2892,0                    | Шуэйба  | 14,0          |   |
| НЗ-12          | 2892,30                   | Шуэйба  | 18,3          | Разрушился при $\Gamma_{н.эф} > 2000$ psi |
| НЗ-13          | 3007,5...3007,70          | Шуэйба  | 23,2          | Разрушился при $\Gamma_{н.эф} > 2000$ psi |
| НЗ-14          | 2871,68...2871,72         | Шуэйба  | 27,1          | Разрушился при $\Gamma_{н.эф} > 5000$ psi |
| НЗ-14          | 2872,70...2872,85         | Шуэйба  | 20,5          | Разрушился при $\Gamma_{н.эф} > 2000$ psi |
| НЗ-14          | 2873,83...2874,05         | Шуэйба  | 12,5          |   |
| НЗ-14          | 2878,28...2878,41         | Шуэйба  | 11,4          | Разрушился при $\Gamma_{н.эф} > 7000$ psi |
| НЗ-7           | 2887,80                   | Карнаба | 15,3          | Разрушился при $\Gamma_{н.эф} > 4000$ psi |
| НЗ-14          | 3037,10...3037,36         | Карнаба | 12,2          | Разрушился при $\Gamma_{н.эф} > 7000$ psi |

Примечание: 1 psi (фунт/квадратный дюйм) равняется 6894,76 Па или 703,1 кгс/м<sup>2</sup>.





отражены на рисунке, где  $\beta_p$  представлена в виде функции пористости для нескольких  $\Gamma_{н.эф.}$ . Эта функция математически представлена в следующем виде

$$\beta_p = 10^{(1,2373(\log(m))^2 - 3,6944(\log(m)) + A)}$$

где  $m$  — пористость, %;

$$A = -0,1458 (\log(\Gamma_{н.эф.}))^2 + 0,31343 \log(\Gamma_{н.эф.}) - 2,31291.$$

Величины измеренных данных предполагают, что они представляют материнскую (матричную) породу, так как образцы отбирались из плотных разностей пород и не отражают действия трещин. Коэффициент сжимаемости трещин обычно намного больше, чем коэффициент сжимаемости материнской породы и его необходимо учитывать отдельно.

ЛИТЕРАТУРА

1. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume — III // *Depositional Environments*, 1987.
2. Core Laboratories, Inc. Azrag Basin Study, volume — IIID // *Reservoir geology / Hydrodynamics — Logs and Maps*, 1987.

УДК 553.98(-4)

## ПЕРСПЕКТИВЫ НАХОЖДЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПОРОДАХ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Р. Р. Шарафеев

(Геолого-тематическая экспедиция ТПП "Урайнефтегаз")

Шаимский нефтегазоносный район является старейшим нефтяным районом Западной Сибири. Наиболее крупные месторождения нефти уже открыты, интенсивно эксплуатируются и заметно истощаются. На некоторых из них перспективы открытия новых залежей в осадочных породах мезозоя полностью исчерпаны. В связи с этим встает вопрос поиска залежей углеводородов в ловушках сложного типа и глубоких горизонтах складчатого фундамента от 3000 до 5000 м.

Геологическое картирование пород фундамента проводилось по результатам дистанционных геофизических исследований, бурения глубоких скважин и данным исследований керна. В Шаимском нефтегазоносном районе и в Широком Приобье известно большое число скважин, притоки нефти в которых связаны с вулканогенными кислыми породами. В качестве некоторых примеров можно назвать следующие. На площади Даниловского месторождения из туфов пепловых потоков в скв. 85 в интервале 1772...1833 м получен приток нефти  $Q_n = 204 \text{ м}^3/\text{сут}$

на 10 мм штуцере. На Убинском месторождении в разновидностях, которые могут быть отнесены к гиабиссальным аналогам, в скв. 317 в интервале 1672...1697 м получен приток  $Q_n = 57,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ . На Потанайском месторождении в вулканитах нефть получена в нескольких скважинах: в скв. 5 в интервале 2066...2082 м приток составил  $Q_n = 9,6 \text{ м}^3/\text{сут}$  на 3 мм штуцере; в скв. 8, в интервале 2091...2099 м на 7 мм штуцере  $Q_n = 118,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ . На Талинском месторождении в скв. 981 в интервале 2662...2683 м получен приток нефти  $Q_n = 48 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; в скв. 20027 в интервале 2711...2745 на 12 мм штуцере приток нефти  $Q_n = 134 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; в разведочной скв. 857 в интервале 3960...4075 м пластоиспытателем из-под базальтов получен приток нефти  $Q_n = 0,24 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Также нефтепроявления отмечены и на многих других месторождениях. Коллекторами были кислые вулканиты и породы пепловых потоков [1].

**Механизм миграции углеводородов.** Состав нефтей, полученных из юрских отложений и из пород