

УДК 552.578.2.061.4

**О.Е. Кочнева, К.А. Петрова**

**O.E. Kochneva, K.A. Petrova**

Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет

Perm National Research Polytechnic University

**АНАЛИЗ ФАЦИАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ  
БАШКИРСКО-СЕРПУХОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ  
УНЬВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF FACIAL FEATURES OF BASHKIR-SERPUKHOV  
DEPOSITS UNVINSKOYE FIELD**

Проанализированы физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды Уньвинского месторождения. Для башкирско-серпуховского объекта был проведен анализ гидродинамических исследований, построена совмещенная карта результатов гидродинамических исследований и фациальных зон. Выделены зоны, наиболее перспективные с точки зрения добычи.

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования, фации, Уньвинское месторождение, добыча нефти и газа, башкирско-серпуховские отложения.

During the analyzed physical and chemical properties of the oil, gas and produced water Unvinskoye field. For an object SB analyzed the hydrodynamic studies, a map of the combined maps of the results of hydrodynamic studies and facies zones. Thus, the most perspective in terms of production area.

**Keywords:** hydrodynamic studies, facies, Unvinskoye field, oil and gas spoil, Bashkir-Serpukhov sediments.

Уньвинское нефтяное месторождение расположено в Усольском районе Пермского края, в 125–140 км севернее г. Перми, на территории Березниковско-Соликамского территориально-производственного комплекса, основанного на добыче и переработке калийных солей и разработке угольных месторождений Кизеловского бассейна. Ближайшими нефтяными месторождениями являются Сибирское, Шершневское, им. Архангельского, Чашкинское, Юрчукское, Бельское, Гежское и др. Рассматриваемый район нефтедобычи на сегодняшний день является перспективным и вносит большой вклад в общую добычу углеводородов в Пермском крае [1].

В данной работе рассмотрены общие вопросы по физико-химическим свойствам нефти, физические свойства воды, компонентный состав попутного нефтяного газа пласта Бш-Срп и некоторые показатели разработки.

В табл. 1 представлены физико-химические свойства пластовой нефти пласта Бш-Срп Уньвинского нефтяного месторождения.

Таблица 1

## Физико-химические свойства пластовой нефти пласта Бш-Срп

№ п/п	Показатель		Значение
1	Температура застывания нефти, °С		-2
2	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>		840
3	Динамическая вязкость, мПа·с		9,09
4	Газонасыщенность, м <sup>3</sup> /т		107,7
5	Массовое содержание, %	асфальтенов	1,29
		смола	9,88
		парафинов	3,57
		серы	0,82

В табл. 2 даны физические свойства пластовой воды пласта Бш-Срп Уньвинского нефтяного месторождения.

Таблица 2

## Физические свойства пластовой воды пласта Бш-Срп

№ п/п	Показатель	Значение
1	Плотность при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,16
2	Вязкость при стандартных условиях, мПа·с	1,36

В табл. 3 представлен компонентный состав попутного нефтяного газа пласта Бш-Срп Уньвинского нефтяного месторождения.

Таблица 3

## Компонентный состав газа пласта Бш-Срп

№ п/п	Показатель	Содержание в газе, %
1	Азот	19,23
2	Метан	30,95
3	Этан	22,19
4	Пропан	14,38
5	<i>i</i> -бутан	2,23
6	<i>n</i> -бутан	6,74
7	<i>i</i> -пентан	1,58
8	<i>n</i> -пентан	2,04
9	Сероводород	0,07
10	Гексан + высшие	1,6

Действующий фонд добывающих скважин, разрабатывающий пласт Бш-Срп, на июль 2016 г. составляет 117 скважин, восемь из которых находятся в простое. Дебит скважин по жидкости составляет 2104,3 м<sup>3</sup>/сут, а по нефти – 1268,7 т/сут. В табл. 4 приведено распределение скважин по дебитам жидкости.

Таблица 4

## Распределение скважин по дебитам жидкости

Интервал изменения дебитов жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Количество скважин	% от общего числа скважин
0,1–10	25	22,9
10,1–20	44	40,4
20,1–30	18	16,5
30,1–40	9	8,3
>40,1	13	11,9
Итого	109	100

Анализируя данные, представленные в табл. 4, можно сделать вывод, что большое количество скважин (44 %) работают с дебитом по жидкости в интервале 10,1–20 м<sup>3</sup>/сут. Все скважины, работающие на пласт Бш-Срп, являются механизированными. В табл. 5 представлено глубинно-насосное оборудование (ГНО), установленное на добывающих скважинах.

Таблица 5

## Глубинно-насосное оборудование

ГНО	Количество скважин	% от общего числа скважин
НВ	10	9,2
НН	1	0,9
ЭЦН	96	88
ЭОВН	2	1,9
Всего	109	100

Согласно данным табл. 5 88 % скважин эксплуатируются установками электроцентробежных насосов. На действующих скважинах пласта Бш-Срп систематически проводятся гидродинамические исследования скважин (ГДИС). За 2015–2016 гг. ГДИС были проведены на 95 добывающих скважинах.

В ходе работы был проведен анализ литолого-фациального строения башкирско-серпуховских отложений Уньвинского и Палашерского поднятий. Выделенные фациальные зоны были соотнесены с параметрами ГДИС. Была построена совмещенная карта фациальных зон с параметрами ГДИС (рис. 1). Границы фациальных зон выделены по результатам сейсмофациального анализа, выполненного «ПермьНИПИнефть» [2].



Рис. 1. Фациальная схема башкирско-серпуховских отложений, совмещенная с параметрами ГДИС

Анализируя карту, можно выделить две фациальные зоны: зону верхнего шельфа и зону среднего шельфа. В зону верхнего шельфа попали 27 скважин из 57, в зону среднего шельфа, соответственно, 20 скважин.

По данным сейсмофациального анализа отложения верхнего шельфа (ВШ) накапливались в обстановке нормально-морского мелководья, в условиях активной гидродинамической среды. Отложения представлены известняками серыми, органогенно-детритовыми, комковато-детритовыми, неравномерно

пористыми (до высокопористых), с редкими кавернами. Для пород этой фации характерно наибольшее разнообразие органических остатков: брахиоподы, криноидеи, фораминиферы, сферы, водоросли, кораллы, иглокожие [2].

Особым литогенетическим типом пород верхнего шельфа являются известняковые гравелиты, конгломераты и конгломерато-брекчии. Они формируются на начальной стадии трансгрессии седиментационного цикла [3].

Фации среднего шельфа (СШ) формировались на глубинах ниже базиса действия нормальных волн. Для пород характерны серый и темно-серый цвет, глинистость, тонкая горизонтальная слоистость, обедненность органическими остатками. Это известняки тонко-, мелкозернистые, комковатые, выполненные кальцитом и темным глинистым материалом, слаботрещиноватые. Органические остатки – брахиоподы, криноидеи [3].

В работе установлены принадлежность параметров гидродинамических исследований к фациальным зонам и различия между зонами. Для анализа выбраны такие параметры, как коэффициент проницаемости и коэффициент пористости, коэффициент гидропроводности, коэффициент продуктивности, дебит и эффективные толщины. Были построены гистограммы распределения средних значений параметров ГДИС по фациальным зонам. Распределение средних значений коэффициентов проницаемости, дебита и гидропроводности представлено на рис. 2–4 соответственно.

Анализируя изменения параметров по зонам, необходимо отметить, что по всем параметрам выше оказались значения отложений среднего шельфа.

Значения коэффициентов пористости и проницаемости выше для отложений СШ (на 0,02 д. ед. и 0,12 мкм<sup>2</sup> соответственно). Это говорит о том, что отложения СШ намного эффективнее должны отдавать флюид при разработке.

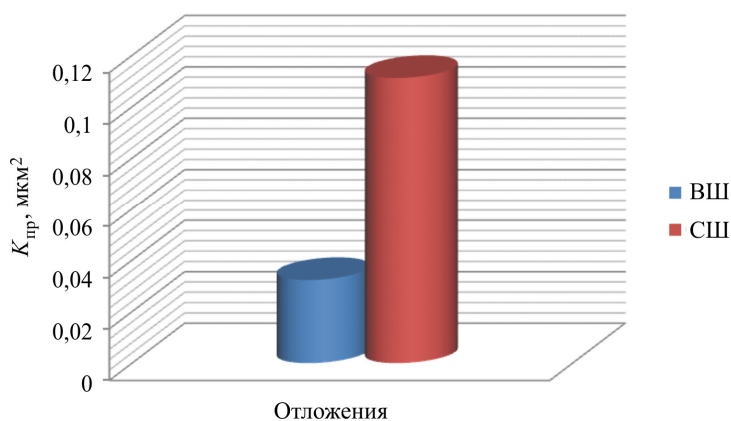


Рис. 2. Распределение средних значений коэффициентов проницаемости по фациальным зонам

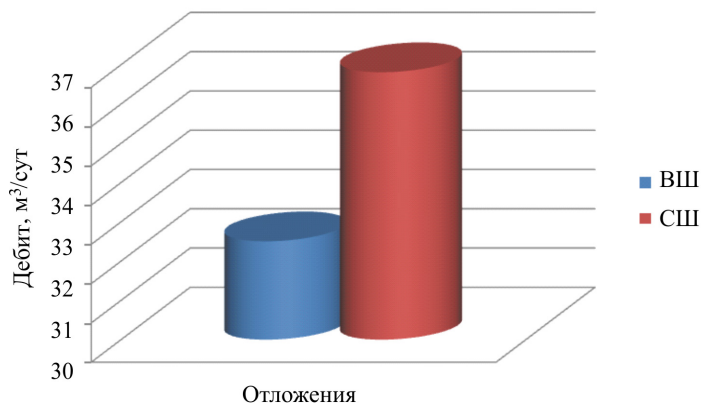


Рис. 3. Распределение средних значений дебитов по фациальным зонам

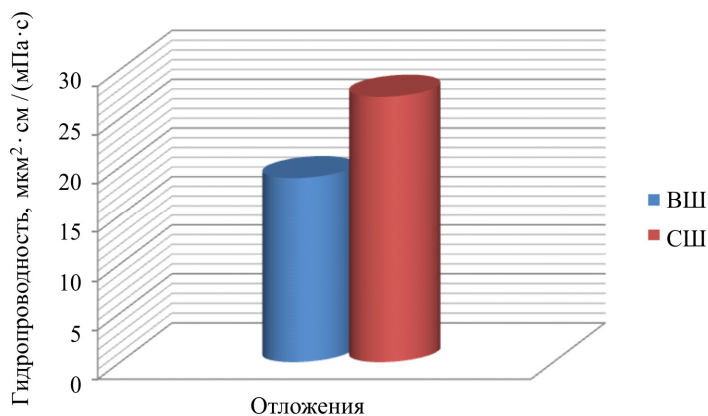


Рис. 4. Распределение средних значений коэффициентов гидропроводности по фациальным зонам

Средние значения дебитов ( $q_{н.ср} = 36,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) и гидропроводности ( $27,2 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см} / (\text{мПа} \cdot \text{с})$ ) преобладают в зонах СШ. Значительное влияние на гидропроводность данной зоны оказывают вязкость нефти, которая ниже, чем в зонах ВШ, а также нефтенасыщенные толщины и проницаемость. В результате и гидропроводность зоны СШ выше, чем в зоне ВШ. Более высокие дебиты зоны СШ обусловлены повышенным пластовым давлением и проницаемостью данной зоны относительно других. Значительное количество нагнетательных скважин находится именно в данной зоне, что оказывает огромное влияние на дебит добывающих скважин.

В заключение хочется отметить, что наиболее перспективными в плане добычи оказались отложения среднего шельфа, однако значения отложений

верхнего шельфа мало им уступают. Сопоставление гидродинамических параметров с фациальными зонами – достаточно полезный способ при проектировании эксплуатационных скважин на промышленных объектах.

### Список литературы

1. Лузина Д.В., Кривошеков С.Н. Анализ фациальных зон и коллекторских свойств турнейско-фаменских рифогенных построек Соликамской депрессии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 7–15.

2. Кочнев А.А., Кривошеков С.Н. Литолого-фациальное строение и характеристика коллекторских свойств верхнедевонско-турнейских рифов Березниковского палеоплато // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Журнал магистров. – 2016. – № 1. – С. 241–246.

3. Комплексование лито- и биофациальных исследований на примере Сибирского нефтяного месторождения / В.И. Пахомов, Н.В. Беляева, Э.К. Сташкова, Т.В. Стукова, Н.Н. Акулова // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. – М., 1999. – С. 62.

Получено 24.10.2016

**Кочнева Ольга Евгеньевна** – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Геология нефти и газа», горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: Olgakochneva777@yandex.ru.

**Петрова Ксения Андреевна** – студент, горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: petrova\_pstu@mail.ru