

## Пространственные особенности изменения петрографических и коллекторских свойств пород продуктивной толщи (на примере месторождения Гюнешли, Южно-Каспийский бассейн)

© А. А. Фейзуллаев<sup>1</sup>, В. Н. Лунина<sup>1</sup>, Д. Р. Мирзоева<sup>1</sup>,  
И. М. Мамедова<sup>2</sup>, Г. Т. Ахмедова<sup>3</sup>, 2018

<sup>1</sup>Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан

<sup>2</sup>ГНКАР, НИПИ «Нефтегаз», Баку, Азербайджан

<sup>3</sup>ГНКАР, НГДУ им Г. З. Тагиева, Баку, Азербайджан

Поступила 29 января 2018 г.

На прикладі одного з великих родовищ, Гюнешлі, що розміщується в азербайджанській частині Каспійського моря, розглянуто особливості зміни в просторі літофаціальної характеристики головного нафтогазового резервуара Південнокаспійського басейну — продуктивної товщі (нижній пліоцен). Для вирішення поставленого завдання використано шліфи, виготовлені із зразків порід різних стратиграфічних комплексів резервуара, а також дані геофізичних досліджень свердловин і 3D геологічного моделювання. Встановлено значну літолого-фаціальну мінливість продуктивної товщі як по розрізу, так і по площі, що пояснюється особливостями палеогеографічних умов нагромадження осадових порід у ранньому пліоцені і участю у формуванні осадових декількох джерел знесення осадового матеріалу. Виявлено залежність початкових дебітів свердловин від просторової неоднорідної проникності порід-колекторів.

**Ключові слова:** нафтогазове родовище Гюнешлі, продуктивна товща, геологічна неоднорідність, 3D модель, шліфи порід, емнісно-фільтраційні властивості, продуктивність.

**Введение.** Как известно из практики изучения и освоения нефтегазовых месторождений, однородных пластов, в которых физические свойства пород не изменялись бы по площади и разрезу, в природе не существует. В действительности пласт имеет весьма сложное строение и изменчив в пространстве по многим параметрам: литологическому составу, характеру и степени чередования по разрезу проницаемых пластов с непроницаемыми, фильтрационно-емкостным свойствам пород-коллекторов, обусловленных их вещественным составом, структурой и текстурой порового пространства. Эти свойства пласта отражают его геологическую неоднородность. В нефтегазопромысловой геологии большее значение имеет неоднородность по

фильтрационно-емкостным свойствам пород и, прежде всего, по их проницаемости, поскольку она определяет соотношение притоков нефти и газа к забоям скважин и, следовательно, влияет на продуктивность.

В зависимости от масштаба проявления различают микро- и макронеоднородность [Каналин и др., 2006].

Неоднородность пласта оказывает существенное влияние на распределение запасов нефти и газа, эффективность разработки залежи. В связи с этим в современной теории и практике разработки нефтяных месторождений оценка и учет неоднородности продуктивных пластов как при проектировании разработки, так и в процессе ее проведения являются первоочередными задачами. От этого зависит

эффективность использования прогрессивных технологий воздействия на пласт и, следовательно, достижения максимального значения коэффициента извлечения нефти и/или конденсата.

Степень объективности оценки неоднородности продуктивных пластов зависит от стадии разработки месторождения. На стадии проектирования разработки эта оценка, основанная лишь на данных десятка скважин, оказывается недостаточно высокой [Регулирование..., 1977].

В связи с этим в практике проектирования разработки нефтяных залежей часто прибегают к различным упрощениям, касающимся природы самого пласта и насыщающих его флюидов, а также к осреднению параметров, характеризующих основные физические свойства коллектора. В результате искажается строение пласта, и он представляется более однородным [Пулькина, Зимица, 2012] в сравнении с последующими представлениями, основанными на большом количестве эксплуатационных скважин.

Целью данной статьи является на примере месторождения Гюнешли (мелководная часть) Южно-Каспийского бассейна изучить особенности изменения по площади и разрезу литофациальных и емкостно-фильтрационных свойств пород главного резервуара бассейна — продуктивной толщи (ПТ, нижний плиоцен) и их влияние на нефтенасыщенность пород и продуктивность эксплуатационных скважин.

Выбор этого месторождения связан, во-первых, с тем, что это одно из самых крупных нефтегазовых месторождений Азербайджана; во-вторых, с тем, что, благодаря высокой разбуренности и длительной разработке этой нефтегазоносной структуры, здесь накоплен большой объем геолого-геофизической информации, позволяющей детально исследовать рассматриваемую проблему с применением технологии 3D моделирования.

**История изученности проблемы.** Изучением петрофизических свойств продуктивных пластов Южно-Каспийского бассейна (ЮКБ) занимался целый ряд уче-

ных. Так, в работе [Велиева, 2007] анализ литолого-фациальных особенностей ПТ был проведен на примере многопластового месторождения Локбатан-Пуца-Гушхана, выявлена периодичность в смене литологии осадков с различными вариациями по мощности.

В работе [Гусейнова, Худуева, 2016] дана сравнительная характеристика литологического состава и коллекторских свойств пород месторождений Гюнешли и Кяпаз. Сравнение емкостно-фильтрационных свойств (пористости и проницаемости) пород ПТ в пределах рассмотренных площадей выявило определенные различия, которые, как указывают авторы, имеют генетическую природу, а именно, связаны с участием в формировании осадков в нижнеплиоценовое время различных источников сноса.

Результаты изучения геологической неоднородности пород в связи с подсчетом запасов нефти и газа и регулированием разработки месторождений ЮКБ изложены в работе [Буряковский и др., 1990].

Зависимость продуктивности пород-коллекторов от степени геологической неоднородности пласта рассматривалась в работах [Золоева, 1995; Демущкина, Ильчинко, 2003 и др.]. Ими был установлен факт уменьшения продуктивности пород-коллекторов по мере увеличения степени неоднородности разреза. Позднее аналогичный вывод был сделан и по результатам исследования ПТ месторождения Булла-Дениз (Бакинский архипелаг) [Исследование..., 2010].

**Краткая характеристика объекта исследования.** Месторождение Гюнешли расположено в пределах ЮКБ, уникального по комплексу геологических параметров: высокая скорость осадконакопления (до 1,3 км за миллион лет); огромная (до 25 км) мощность осадочного чехла и его антропоген-плиоценовое выполнение (до 10 км); песчано-алевритоглинистый тип осадков; аномально высокие поровые и пластовые давления, низкий тепловой поток и пластовые температуры (на глубине примерно 6 км температура около 110 °С),

широкое развитие тектонических разрывов и грязевого вулканизма. Продуктивные отложения на месторождениях бассейна залегают как вблизи поверхности Земли, так и на больших глубинах, превышающих 5 км и более, и включают значительные по объему запасы нефти и газа.

Месторождение Гюнешли относится к нефтегазоносному району в акватории Каспия (Абшеронский архипелаг) и приурочено к одноименной брахиантиклинальной складке северо-западно—юго-восточного простирания с пологим (20—25°) северо-восточным крылом и относительно более крутым (до 30°) юго-западным крылом. Эта структура была выявлена сейсморазведочными работами в 1958—1963 гг. и расположена на глубинах 84—190 м (рис. 1).

Структура, осложненная серией продольных и поперечных тектонических разрывов, имеет блоковое строение. Она условно разделена на 15 тектонических блоков с отнесением их к северному (I—VI), центральному (VII—X) и южному (XI—XV) полям (рис. 2).

Геологический разрез месторождения по профилю I—I составлен по данным сейсморазведки и бурения скважин и охватывает стратиграфический интервал: нижний плиоцен (ПТ), верхний плиоцен (акчагыльский ярус) и отложения четвертичного яруса (абшеронская свита), древнекаспийские и современные образования (рис. 3).

Нефтегазоносность структуры Гюнешли была установлена в 1979 г. в результате

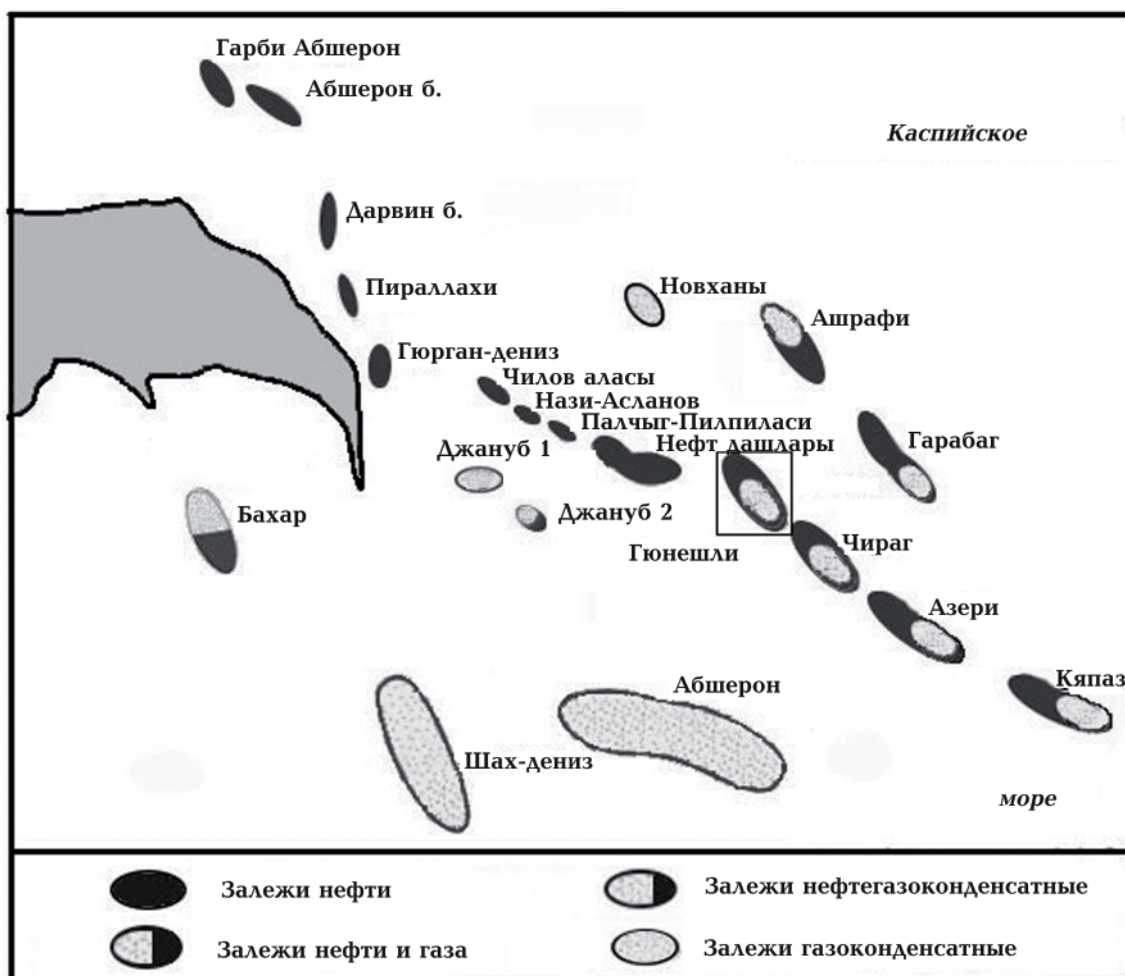


Рис. 1. Схема расположения нефтегазоносных структур Абшеронского архипелага.

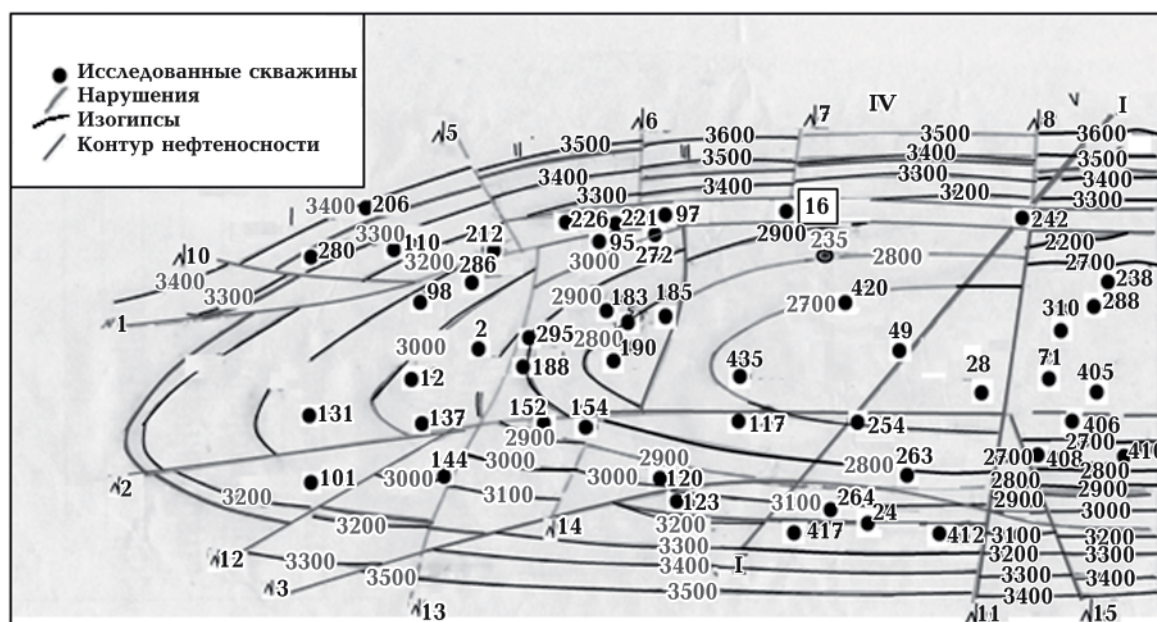


Рис. 2. Структурная карта по кровле свиты перерыва продуктивной толщи (нижний плиоцен) месторождения Гюнешли (мелководная часть) с указанием места расположения сейсмогеологического профиля I—I и скважин, данные по которым были использованы при проведении исследований.

бурения разведочной скважины № 4, из которой с глубины 3455—3423 м (X горизонт балаханской свиты ПТ) был получен фонтан нефти с дебитом 230 т/сут.

Промышленные залежи нефти были выявлены в IX, X горизонтах балаханской свиты и свиты перерыва, нефтегазоконденсатные залежи — в надкирмакинской песчаной и подкирмакинской свитах, а газоконденсатное скопление — в калинской свите. В промышленную разработку структура введена в 1985 г. На площади Гюнешли всего было пробурено более 220 скважин, благодаря чему по этой структуре в настоящее время накоплен большой объем геолого-геофизических данных, достаточный для детального изучения особенностей изменения свойств продуктивных пластов.

**Методика исследований и фактический материал.** Решение поставленных в данной статье задач основывалось как на классических методах обработки промысловых данных, результатах геофизических исследований скважин и петрографических анализах образцов керна, так и на

применении современного 3D моделирования.

Микронеоднородность пород изучалась с помощью петрографических шлифов. Всего было подвергнуто анализу 29 шлифов, изготовленных из образцов керна, отобранных из различных стратиграфических и глубинных интервалов семи скважин. Изучение вертикальной неоднородности пород было рассмотрено на примере скважины № 16 (см. рис. 2), в которой петрографические исследования наиболее полно охватывают стратиграфический и глубинный разрез ПТ. Был проведен петрографический анализ семи шлифов из семи стратиграфических комплексов ПТ скважины № 16, которые залегают в широком диапазоне глубин (1880—4211 м).

За последние 30—40 лет произошел существенный скачок в развитии компьютерных технологий, позволяющих создавать 3D геологические модели резервуара. Применение таких технологий служит хорошей основой для повышения эффективности изучения геологической неоднородности пласта [Лифантьев, 2014], так как

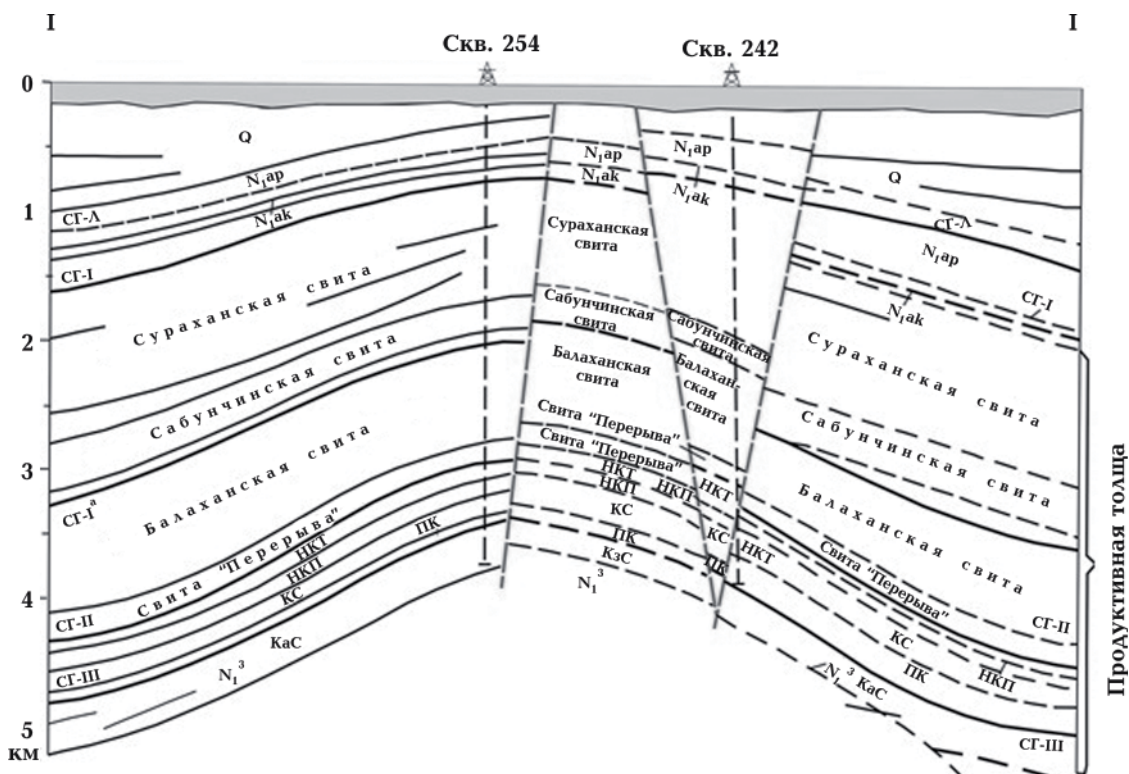


Рис. 3. Геологический разрез месторождения Гюнешли вдоль сейсмического профиля I—I (положение профиля см. на рис. 2).

ранее используемое двумерное геологическое моделирование в большинстве случаев было недостаточно информативным и не в полной мере отражало площадную изменчивость исследуемых параметров [Сидоров, Низаев, 2006].

В связи с этим макронеоднородность пород по площади (горизонтальная неоднородность) была изучена с помощью 3D моделирования с использованием детерминистического метода (Крикин) и программного пакета Petrel.

При построении 3D модели были использованы данные по 41 скважине (см. на рис. 2), охватывающие различные части (11 блоков) нефтегазоносной структуры. Величины пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пород изучаемого пласта определялись классическими методами для каждого блока.

Зависимость начальных дебитов скважин от проницаемости пород-коллекторов

изучена по данным геофизических и промысловых исследований 13 скважин. Фильтрационно-емкостные свойства пород определялись по геофизическому параметру — относительной амплитуде аномалии ПС ( $\alpha_{ПС}$ )<sup>1</sup>. Зависимость начальных дебитов скважин от параметра неоднородности по проницаемости ( $K_{пр}/P \cdot I$ ), рассчитывали по методике, предложенной в работе [Золоева, 1995], где P — коэффициент средней вертикальной расчлененности по параметру  $\alpha_{ПС}$ , а I — коэффициент средней вертикальной относительной изменчивости.

**Результаты исследований.** В формировании ПТ (главного нефтегазового резервуара ЮКБ) участвовало несколько источников сноса осадочного материала

<sup>1</sup> ПС — метод потенциалов сомопроизвольной поляризации, основанный на изучении естественного электрического поля.

(Русская платформа, Большой и Малый Кавказ, Талыш, Эльбурс, Большой Балхан и Копетдаг), что обусловило ее значительную фациальную изменчивость. В пределах Абшеронского архипелага определяющую роль в формировании разреза ПТ сыграли осадки, сносимые палео-Волгой с Русской платформы. Породы ПТ в этом районе представлены коллекторами с высоким содержанием кварцевых песков и высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Анализ микрорентгеновских снимков шлифов образцов керн скважины № 16 месторождения Гюнешли (мелководная часть) свидетельствует о том, что изучаемые породы (с довольно заметной межагрегатной и межгранулярной пористостью) плохо отсортированы. На снимках, приведенных на рис. 4, отчетливо видна изменчивость в строении пустотного пространства, а также в формах зерен кварца, полевого шпата и другого обломочного материала (табл. 1).

Терригенный материал представлен в основном зернами кварца (36—70 % всей породы). Полевые шпаты составляют 3—8 %, а обломки пород 4—8 %. Размеры зерен пород в пределах 0,096—0,180 мм.

Ниже приводятся петрографические описания шлифов, представляющих различные свиты ПТ (сверху вниз).

*Сураханская свита* (образец породы из интервала 1880—1885 м) представлена глинисто-алевритовым карбонатным песчаником с наличием обильной фауны фораминифер и других видов. Песчаники кварцевые, разнозернистые, различной формы. Структура литокристаллическая. Зерна кварца удлиненные, угловатые, призматические, мелко-, тонко- и редкосреднезернистые. Обломки пород состоят из глинистых и рудных минералов. Глинистые минералы — иллит, хлорит, каолинит. Присутствует магнетит. Имеются межзерновые и механические поры. Цемент известково-гипсовый, известково-кремнистый, глинисто-кремнистый, биотит-железистый, серицито-железистый. Тип цементации базальный, контактовый, поровый. Общая пористость более 15 %.

Отложения *сабунчинской свиты* (интервал 2605—2610 м) представлены песчаником. Зерна кварца мелко- и среднезернистые, округлые, угловатые, удлиненные, составляют 51 % терригенного материала. Количество полевого шпата не превышает 6 %. Цемент серицито-кремнисто-известковый. Тип цементации базальный и поровый. Средняя пористость пород около 10 %, проницаемость  $25 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Породы *балаханской свиты* (интервал 2655—2660 м) также представлены песчаником. Зерна кварца составляют 60 % терригенного материала. Цемент карбонатно-глинистый. В небольшом количестве присутствуют полевые шпаты (5 %). Зерна кварца округлые, удлиненные, неправильной формы. Цемент серицито-карбонатный с примесью биотит-железистого материала. Тип цементации базальный и поровый. Пористость пород более 28 %, проницаемость  $83 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Образец из интервала 3251—3256 м (*надкирмакинская свита*) представлен слабокарбонатным глинистым песчаником. Цемент карбонатно-глинистый. Зерна мелко-среднезернистые, угловатые, полуугловатые, удлиненные. Средний диаметр зерен 0,128 мм. В породе присутствуют двойниковые плагиоклазы, а также кристаллы доломита. В небольшом количестве присутствуют хлорит и каолинит. Иллит заполняет почти все поры между зернами кварца. Из фауны встречаются фораминиферы и другие виды. На снимке четко видны отдельные зерна и поры между ними. Цемент карбонатно-глинистый, серицито-карбонатный с незначительной примесью железистого материала. Тип цементации преимущественно поровый. Проницаемость песчаника составляет  $25,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористость — около 15 %, плотность — 2,4 г/см<sup>3</sup>.

*Кирмакинская свита* (интервал 3470—3475 м) представлена породой кварцевого состава (зерна кварца составляют 70 % терригенного материала). Цемент карбонатно-глинистый. Средний диаметр зерен 0,115 мм. Присутствуют редкие вкрапления плагиоклаза пирита и доломита. В

		<p>1880 – 1885 м Сураханская свита</p>
		<p>2605 – 2610 м Сабунчинская свита</p>
		<p>2655 – 2660 м Балаханская свита</p>
		<p>3251 – 3256 м Надкирмакинская песчаная свита</p>
		<p>3470 – 3475 м Кирмакинская свита</p>
		<p>3758 – 3763 м Подкирмакинская свита</p>
		<p>4204 – 4211 м Калинская свита</p>

Рис. 4. Микрофотоснимки шлифов, изготовленных из образцов пород различных стратиграфических интервалов ПТ (по разрезу скважины № 16) месторождения Гюнешли. Положение скважины на структуре показано на рис. 2. Увеличение снимков: масштаб В>А в 4 раза.

Т а б л и ц а 1. Характеристика образцов пород ПТТ (по шлифам) скв. 16 месторождения Гюнешли

Интервал, м	Свита	Диаметр зерен, мм	Кварц, %	Полевой шпат, %	Обломки породы, %	Другие включения, %	Цемент, %	Аутигенная глинистость, %	Вторичные зерна минералов, %	Видимое поровое пространство, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, %	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Карбонатность, %
1880—1885	Сураханская	0,096	36,0	7,0	7,0	1,5	10,0	32,0	1,5	5,0	20,6	17,0	2,41	11,6
2605—2610	Сабунчинская	0,180	51,0	6,0	7,5	1,5	5,0	25,0	1,5	2,5	25,0	9,6	2,41	5,9
2655—2660	Балаханская	0,112	60,0	5,0	8,0	1,5	7,0	10,0	2,0	6,5	83,0	28,7	2,40	10,3
3251—3256	Наджирмакин-ская	0,128	59,0	6,0	7,0	1,5	6,5	12,0	1,5	6,5	25,8	15,2	2,40	1,4
3470—3475	Кирмакинская	0,115	70,0	5,0	8,0	1,5	3,0	7,0	1,5	4,0	27,2	19,12	2,40	4,1
3758—3763	Подджирмакин-ская	0,118	62,0	8,0	8,0	1,5	3,0	9,0	1,5	7,0	181,0	20,0	2,40	12,0
4204—4311	Калинская	0,180	66,0	3,0	4,0	1,0	4,0	16,0	1,5	4,5	8,34	18,0	2,41	6,4



малом количестве присутствуют вулканогенные минералы. Имеются межзерновые поры, а также изолированные макропоры. Цемент карбонатно-глинистый, серицитом-известково-железистый. Тип цементации преимущественно поровый. Пористость более 19 %, проницаемость  $27,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Внутри зерен кварца видны обильные микротрещины.

Порода из интервала 3758—3763 м (*погирмакинская свита*) представлена песчаником, состоящим из зерен кварца (70 %) и малого количества полевых шпатов (5 %). Цемент породы серицитом-карбонатно-железистый. Тип цементации порово-контактный. Поры межзерновые. Пористость более 20 %, проницаемость более  $27 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Слабокарбонатные породы *калинской свиты* (шлиф образца породы из интервала 4204—4211 м) состоят из зерен кварца и плагиоклаза. Цемент карбонатно-глинистый. Зерна кварца хорошо отсортированы, глинистых минералов меньше, чем установлено по результатам петро-

графического анализа (см. табл. 1). Структура литокристаллическая. Цемент карбонатно-глинистый. Тип цементации базально-поровый.

Породы *калинской свиты* отличаются от вышележащих свит и, вероятнее всего, имеют схожие свойства с подстилающими миоценовыми отложениями.

Характер изменения по площади месторождения фильтрационно-емкостных свойств и нефтенасыщенности пород ПТ, рассмотренный на примере 3D модели свиты перерыва, мощностью от 90 до 140 м, показан на рис. 5. Следует отметить, что эта свита является одним из основных объектов разработки не только данного месторождения, но и большинства месторождений ЮКБ.

Анализ 3D модели показал, что распределение по площади значений пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пород неравномерное.

Значения пористости пород в пределах структуры изменяются от 18 до 23 %. Максимальные значения отмечаются на своде

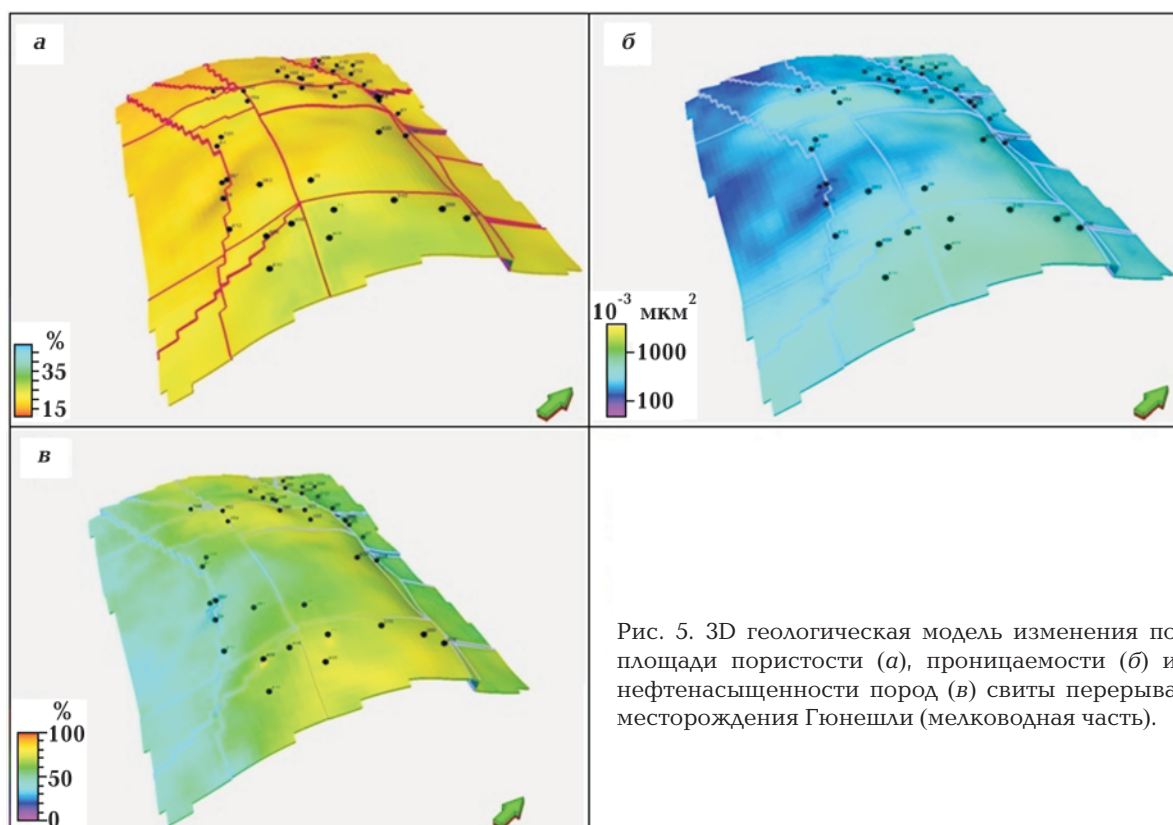


Рис. 5. 3D геологическая модель изменения по площади пористости (а), проницаемости (б) и нефтенасыщенности пород (в) свиты перерыва месторождения Гюнешли (мелководная часть).

структуры (блоки VII—X), минимальные — на ее северном крыле (блоки I—V, VI<sub>a</sub>).

*Проницаемость пород* на своде и южном крыле имеет относительно более высокие значения  $(334,1—334,7) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, чем на северном крыле  $(242,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

Относительно высокая *нефтенасыщенность пород* также отмечается на своде структуры — от 66 до 72 % (в среднем 70 %) и на его южном крыле — от 64 до 72 % (в среднем 68 %). На северном крыле складки нефтенасыщенность пород сравнительно ниже и изменяется от 61 до 68 % (в среднем 64 %).

Такое распределение по площади значений всех трех рассмотренных параметров показывает, что в целом они хорошо согласуются друг с другом. Относительно высокая нефтенасыщенность пород отмечается на тектонически более дислоцированном своде структуры, который характеризуется более благоприятными емкостно-фильтрационными свойствами пород.

Выявлено также, что нефтенасыщенность пород более низкая в породах-коллекторах с высоким содержанием глинистой фракции.

Анализ зависимости начальных дебитов скважин от пространственной неоднород-

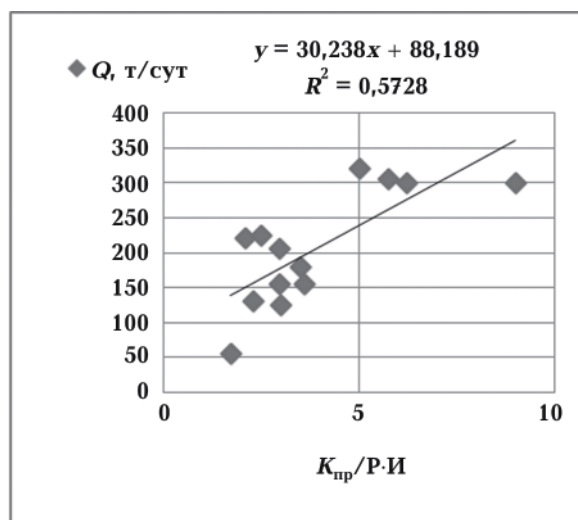


Рис. 6. Зависимость начальных дебитов скважин от пространственной неоднородности проницаемости пород-коллекторов свиты перерыва месторождения Гюнешли.

ности пород по проницаемости показал наличие положительной связи между указанными параметрами с высоким коэффициентом корреляции (0,76) (рис. 6).

Объемы промышленного нефтенасыщения пород различных свит ПТ показаны в табл. 2. Для объективности сравнения содержания нефти в породе различных свит, имеющих различную мощность, их

**Т а б л и ц а 2. Содержание нефти в породе различных свит ПТ на месторождении Гюнешли**

Свиты ПТ	Промышленное содержание нефти (усл. ед.)	Мощность свиты, м	Удельное содержание нефти	
			Усл. ед./ м	%
Сураханская	42,2	1202	0,035	0,55
Сабунчинская	496,1	405	1,225	19,70
Балаханская	329,9	670	0,492	7,90
Перерыва	102,8	250	0,411	6,60
Надкирмакинская глинистая	22,6	131	0,173	2,80
Надкирмакинская	62,4	72	0,867	13,90
Кирмакинская	367,6	268	1,372	22,10
Подкирмакинская	242,3	155	1,563	25,10
Калинская	23,8	283	0,084	1,35

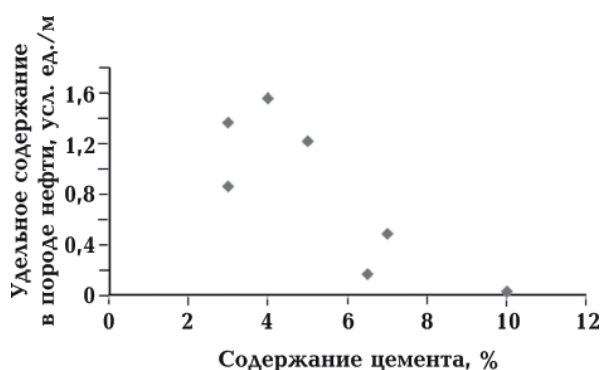


Рис. 7. График зависимости между удельным содержанием в породе нефти и цемента в различных свитах ПТ на месторождении Гюнешли (мелководная часть).

абсолютные значения были пересчитаны в удельные значения (объемы нефти, приходящиеся на 1 м мощности свиты).

Анализ значений удельного содержания нефти в породе показал их значительные колебания по стратиграфическому разрезу ПТ, которые, согласно результатам сравнительного анализа с данными табл. 1, наиболее контрастно контролируются содержанием цемента в породе. Положительная корреляция между этими параметрами показана на рис. 7. Как следует из рисунка, содержание нефти в породе существенно уменьшается при содержании цемента в породе более 6 %.

Наряду с этим также установлено, что наиболее высокие значения нефтенасыщения пород характерны для пород с крупными размерами зерен.

**Заключение.** Рассмотренные на примере одного из крупных в ЮКБ месторождений (Гюнешли) особенности изменения по площади и разрезу литофациальных и емкостно-фильтрационных свойств пород ПТ (главного резервуара бассейна) с использованием данных геофизических ис-

следований скважин, анализов шлифов и 3D моделирования позволили сделать следующие основные выводы:

- выявлена значительная изменчивость литофациальных и емкостно-фильтрационных свойств пород ПТ как по разрезу, так и по площади, которая контролирует нефтенасыщенность пород и продуктивность эксплуатационных скважин;

- наиболее благоприятными емкостно-фильтрационными свойствами пород и относительно более высокой их нефтенасыщенностью выделяется тектонически дислоцированная сводовая часть складки;

- изменение литофациальной характеристики пород по разрезу ПТ, вероятнее всего, обусловлено генетической природой, а именно, изменением палеогеографических условий осадконакопления в нижнеплиоценовое время и долевым участием различных источников сноса в бассейн осадочного материала, вызванных сменой трансгрессивных и регрессивных процессов;

- в разрезе ПТ по литофациальной характеристике пород наиболее контрастно отличается от вышележащих свит базальная калинская свита. Вероятнее всего, ее свойства унаследованы от подстилающих ПТ миоценовых отложений. В пользу этого предположения свидетельствует ранее установленный факт отличия геохимической характеристики органического вещества пород (по данным пиролиза) этой свиты и ее хорошая корреляция с подстилающими миоценовыми отложениями.

На современной стадии разработки месторождения Гюнешли (мелководная часть) полученные результаты могут быть использованы при планировании его до-разработки и, в определенной степени, до-разработки близрасположенных нефтегазоносных структур.

### Список литературы

- Буряковский Л. А., Джафаров И. С., Джеваншир Р. Д. Моделирование систем нефтегазовой геологии. Москва: Недра, 1990. 295 с.
- Велиева Э. Б. Геологические основы комплексной оценки ресурсов месторождений нефти и газа. Баку, 2007. 320 с.
- Гусейнова А. Н., Хугуева Г. М. Сравнительная характеристика литологического состава и коллекторских свойств пород месторождений Гюнешли и Кяпаз. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2016. № 7—8. С. 11—14.
- Демушкина Н. В., Ильченко Л. А. Использование данных ГИС для изучения количественных характеристик геологической неоднородности. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2003. № 12. С. 17—34.
- Золоева Г. М. Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения по ГИС. Москва: Недра, 1995. 212 с.
- Исследование закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, в том числе и в процессе разработки: Отчет ИГ НАНА. Баку, 2010. 109 с.
- Каналин В. Г., Вагин С. Б., Токарев М. А., Ланчаков Г. А., Пономарев А. И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 372 с.
- Лифантьев А. В. Учет неоднородности пластов по проницаемости при компьютерном проектировании разработки нефтяных месторождений: дис. ... канд. техн. наук. Бугульма, 2014. 118 с.
- Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей: *Материалы выездной сессии Научного совета по проблемам разработки нефтяных месторождений АН СССР и Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений Министерства нефтяной промышленности, октябрь 1974 г., г. Краснодар*. Москва: Наука, 1977. 245 с.
- Пулькина Н. Э., Зимина С. В. Изучение неоднородности продуктивных пластов. Томск: Изд. Томского политехнического университета, 2012. 79 с.
- Сигоров С. В., Низаев Р. Х. Влияние геологической неоднородности на технологические показатели разработки нефтяных месторождений. *Нефтяное хозяйство*. 2006. № 3. С. 42—45.
- Каналин В. Г., Вагин С. Б., Токарев М. А., Лан-

## Spatial features of change of petrographic and reservoir properties of rocks of the Productive series (case study Guneshli field, South-Caspian basin)

© A. A. Feyzullayev, V. N. Lunina, D. R. Mirzoeva, I. M. Mamedova, G. T. Akhmedova, 2018

In the paper on example of Guneshli field the South-Caspian basin the character of spatial changes of lithofacial parameters of the main oil-gas reservoir in Azerbaijan — productive series (Early Pliocene) has been considered. These studies were based on analysis of thin sections of different stratigraphic complexes of the productive series, the data of geophysical studies of the wells and as well as 3D geological modeling. Significant lithofacial changeability of productive series has been revealed both in section and in area that is explained by features of paleo-geographic conditions of sedimentation in early Pliocene and participation of various sources of feed of the basin with sediments. Dependence of initial yields of wells on spatial heterogeneity of permeability of reservoir rocks has also been established. It is established that spatial heterogeneity of lithofacial and reservoir properties of rocks controls their oil saturation and well productivity.

**Key words:** oil-gas deposit Guneshli, Productive stratum, geological heterogeneity, 3D model, thin sections of rocks, capacitive-filtration properties, producing capacity.

## References

- Buryakovskiy L. A., Dzhafarov I. S., Dzhevanshir R. D.*, 1990. Modeling of systems of oil and gas geology. Moscow: Nedra, 295 p. (in Russian).
- Velieva E. B.*, 2007. Geological basis of a comprehensive assessment of the resources of oil and gas fields. Baku, 320 p. (in Russian).
- Guseinova A. N., Khuduyeva G. M.*, 2016. Comparative characteristics of lithological composition and reservoir properties of the Gunashli and Kapaz fields. *Azerbaydzhanskoye neftyanoye khozyaystvo* (7-8), 11—14 (in Russian).
- Demushkina N. V., Ilchenko L. A.*, 2003. Use of GR data for the study of quantitative characteristics of geological heterogeneity. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* (12), 17—34 (in Russian).
- Zoloyeva G. M.*, 1995. Estimation of heterogeneity and prognosis of oil extraction by GIS. Moscow: Nedra, 212 p. (in Russian).
- Investigation of the regularities of the change in the filtration-capacitance properties of reservoir rocks, including in the process of development: Report of the IG ANAS. Baku, 2010. 109 p. (in Russian).
- Kanalin V. G., Vagin S. B., Tokarev M. A., Lanchakov G. A., Ponomarev A. I.*, 2006. Oil and gas field geology and hydrogeology: A textbook for high schools. 2nd ed., Revised and ones's complement. Moscow: ООО «Nedra-Biznest-sentr», 372 p. (in Russian).
- Lifantiev A. V.*, 2014. Taking into account the heterogeneity of strata permeability in the computer design of the development of oil deposits: Dis. cand. tech. sci. Bugulma, 118 p.
- Regulation of the exploitation of oil deposits: *Proceedings of the session of the Scientific Council on Problems of the Development of Oil Fields of the USSR Academy of Sciences and the Central Commission for the Development of Oil Fields of the Ministry of Oil Industry, October 1974, Krasnodar, 1977*. Moscow: Nauka, 245 p. (in Russian).
- Pulkina N. E., Zimina S. V.*, 2012. Study of heterogeneity of productive strata. Tomsk: Publ. Tomsk Polytechnic University, 79 p. (in Russian).
- Sidorov S. V., Nizayev R. Kh.*, 2006. Influence of geological heterogeneity on technological indicators of development of oil fields. *Neftyanoye khozyaystvo* (3), 42—45 (in Russian).