

## Оценка влияния вариации петрофизических и литолого-фациальных характеристик на качество пород-коллекторов

А.Б. Гасанов, д.ф.-м.н.<sup>1</sup>,  
Э.Ю. Аббасов, д.ф.н.з.<sup>2</sup>,  
Д.Н. Мамедова<sup>2</sup>, Р.Р. Казимов<sup>1</sup>  
<sup>1</sup>Азербайджанский государственный  
университет нефти и промышленности,  
<sup>2</sup>Институт геологии и геофизики

**Ключевые слова:** глинистость коллекторов, внутрипластовые и межпластовые флюидопотоки, литологическая модель, фракционный состав.

e-mail: mammadova-1956@mail.ru

DOI.10.37474/0365-8554/2021-6-7-12-19

### Petrofizik və fasil-litoloji xüsusiyyətlərindəki dəyişikliklərin rezervuar sükurlarının keyfiyyətinə təsirinin qiymətləndirilməsi

Ə.B. Həsənov, f.-r.e.n.<sup>1</sup>, E.Y. Abbasov, v.e.d.f.n.z.<sup>2</sup>, D.N. Məmmədova<sup>2</sup>, R.R. Kəzimov<sup>1</sup>  
<sup>1</sup>Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti,  
<sup>2</sup>Geologiya və Geofizika İnstitutu

**Açar sözlər:** kollektorların gilliliyi, ləydxəli və laylararası maye axınları, litoloji model, fraksiya tərkibi.

Məqalədə fliidlərin ləydxəli və laylararası miqyası, eləcə də neft və qaz yataqlarının yaranmasında gilliliyin rolunu aydınlaşdırmaq məqsədilə aparılmış tədqiqatların nəticələri verilməlidir.

Araşdırılacaq Cənubi Xəzər neft və qaz hövzəsinin Bakı arxipelaqında yerləşən Sangəçal-Duvanni-Xara-Zira (SDXZ) yatağının nümunəsində aparılmışdır.

SDXZ yatağında gilli xidolitlərin və xidolitlərin mövcudluğu fluid keçiriciliyi əmsali kəmiyyətlərinə ahamiyyətli təsir göstərdiyi təsbit edilmişdir.

Ləydxəli və laylararası fliidlərin miqyası-axın zonalının təsviri litoloji modeli əsasında müəyyən edilmişdir. Bu zaman həm məhsuldar laylar daxilində, həm də bütövlükdə yataq miqyasında əlaqəli miqyası-axın (drenaj) sisteminin olması fərz edilmişdir. Bu fərzəyəni yoxlamaq üçün SDXZ yatağının ləydxəli horizontlarının, eləcə də yatağın bir kəsilişi üçün FZI kəmiyyətinin dəyişikliyinə 2D və 3D modelləri tərtib edilmişdir.

### Effect estimation of variations of petrophysical and lithological-facial characteristics on the quality of reservoir rocks

A.B. Hasanov, Dr. in Phys.-Math. Sc.<sup>1</sup>, E.Y. Abbasov, PhD in Soil Sc.<sup>2</sup>, D.N. Mammadova<sup>2</sup>, R.R. Kazimov<sup>1</sup>  
<sup>1</sup>Azerbaijan State University of Oil and Industry,  
<sup>2</sup>Institute for Geology and Geophysics

**Keywords:** clay content of reservoirs, intra- and interstrata fluid flows, lithological model, fraction composition.

The paper presents the results of researches on the specification of clay components, as well as the zones of intra- and interstratal fluid flows in the formation processes of oil-gas fields.

The investigations have been carried out in the context of Sangachal-Duvanni-Khara-Zira (SDXhZ) field, located in Bakı archipelago of South Caspian basin (SCB).

It was defined that the presence of clayey chidolite in the reservoirs are observed more effective in the values of permeability rates.

The zones of intra- and interstrata of fluid flows in the reservoirs were specified based on the lithological model of productive horizons. Therefore, the presence of closed migration-flow (drainage) system both within productive horizons and in the scale of reviewed field was supposed.

In support of these assumptions, 2D and 3D variation models of flow zones indicator values for intrastrata levels of productive horizons and for the section fragment of SDXhZ field have been developed.

### Введение

История нефтегазодобычи в известных бассейнах земного шара показывает, что наряду с открытием и вводом в разработку новых месторождений нефти и газа, здесь значительно падает удельный вес добычи и подготовки запасов углеводородов. В то же время в глубо-

козалегающих слоях осадочного разреза таких районов остаются еще неразведанные ресурсы углеводородов, реализация которых связана не только с развитием техники и технологий сверхглубокого бурения, но и с разработкой теоретических основ прогнозирования, поисков и разведки залежей нефти и газа на больших

глубинах. Помимо этого, большое значение обретают вопросы генерации и аккумуляции углеводородов в глубоководных горизонтах, оценка емкостных и фильтрационных свойств коллекторов на больших глубинах, а также развитие методики поисков и разведки залежей в глубоководных ловушках и рациональной системы их разработки.

Вышереченный потенциал ресурсов природных углеводородов глубоководных зон нефтегазоносных бассейнов (НГБ) подтверждается мировой практикой сверхглубокого поисково-разведочного бурения. Залежи на больших глубинах в условиях высоких пластовых давлений и температур характеризуются значительными запасами газа и высокой продуктивностью, поэтому большие затраты на бурение сверхглубоких скважин быстро окупаются за счет их высоких дебитов. Кроме того, высокая эффективность сверхглубокого поисково-разведочного бурения обусловлена вскрытием мощного этажа осадочного разреза и, следовательно, повышением вероятности обнаружения промышленных скоплений нефти и газа при благоприятных структурно-фациальных условиях.

Из краткого обзора развития сверхглубокого бурения в основных НГБ мира видно, что добыча нефти в начале XX века – в 1901 г. – составляла всего лишь 21.2 млн. т, из них более 50 % (т.е. 11.5 млн. т) приходилось на долю Азербайджана (Абшеронский п-ов). Позже, в 2003 г., добыча нефти во всем мире составляла 3.7 млрд. т. Доказанные мировые запасы нефти на начало 2004 г. составляли 156 млрд. т.

Добыча природного газа во всем мире в 2003 г. составляла 2.6 трлн. м<sup>3</sup>, доказанные мировые запасы его в начале 2004 г. – 176 трлн. м<sup>3</sup>. При этом наибольшие запасы газа имеют Российская Федерация (47.0 трлн. м<sup>3</sup> или 26.7%), Иран (26.7 трлн. м<sup>3</sup> или 15.2%) и Катар (25.8 трлн. м<sup>3</sup> или 14.7%).

Из известных 260 НГБ и погребенных нефтегазоносных бассейнов (ПНГБ) земного шара площадью 55 млн. км<sup>2</sup>, в 143-х мощность осадочных толщ превышает 5 км, достигая в отдельных случаях 20 км и более. Так, на сегодняшний день крупнейшим в мире является НГБ Персидского залива площадью 3.28 млн. км<sup>2</sup>, в пределах которого открыто более 30 нефтяных месторождений-гигантов с запасами свыше 1 млрд. т, достигшими в отдельных случаях 5–7 млрд. т и более. Здесь

вскрыты уникальные во всем мире по запасам нефтяные месторождения Гхавар (37 млрд.т.), Большой Бурган (16.8 млрд. т), Киркук (7.7 млрд. т) и др. В целом, по оценкам специалистов в НГБ Персидского залива содержится 60 % мировых доказанных (разведанных) запасов нефти.

Оценка положения Южно-Каспийского НГБ в ряду крупных и крупнейших НГБ земного шара в значительной степени зависит от детализации представлений о геотермических и гидродинамических условиях нефтегазоносности, типах и перспективах нефтегазоносности фациальных отложений, с учетом уплотнения коллекторов на больших глубинах. Предпосылкой этому могут служить открытия на больших глубинах газовые и газоконденсатные залежи, характеризующиеся высокими коэффициентами заполнения ловушек (Шахдениз, Булла-дениз и др.).

По оценкам специалистов перспективные и прогнозные углеводородные ресурсы акватории Южного Каспия (без иранской части) оцениваются в 16.500 млн. т в нефтяном эквиваленте, в том числе 11.000 млн. т – по азербайджанскому и 5500 млн. т – по туркменскому секторам.

В соответствии с вышесказанным ясно, что достоверная оценка энергоресурсов в существенной степени зависит от методов расчета начальных и извлекаемых запасов углеводородов, что, в свою очередь, требует выявления всех факторов, влияющих на стабильность качества продуктивных коллекторов в процессе разработки.

### Теория и методика

Данная статья описывает результаты исследований в вопросах выяснения роли глинистости составляющей в процессах формирования месторождений путем миграции углеводородов из глинистых отложений, а также влияния глинистости на коллекторские свойства нефтесодержащих пород.

Интерес к оценке глинистости определяется тем, что глинистость является одним из основных параметров, влияющих на качество нефтесодержащего коллектора. С другой стороны, как известно, трансформация глинистых минералов, сопровождаемая переходом монтмориллонита (сметтита) в иллит, ведет к высвобождению огромных масс кристаллизационной воды [1]. Эта масса воды помимо

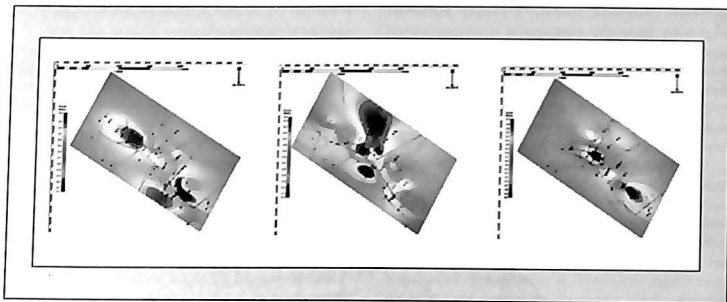


Рис. 1. Распределение глинистости в разрезе месторождения СДХЗ (V, VII и VIII горизонты)

возникновения сверхвысоких пластовых давлений (СВПД), приводит к образованию природных гидроразрывов в песчаных пластах и развитию грязевого вулканизма. Все эти процессы усиливают миграцию нефти и газа на больших глубинах и способствуют последующему формированию месторождений.

В отечественной практике глинистость характеризуется коэффициентом объемной глинистости  $K_v$  (в зарубежной печати показателем  $V_{sh,cl}$ ), отражающим содержание глинистости в объеме коллектора [2]. Помимо лабораторных анализов кернового материала, для определения глинистости коллекторов часто используются данные гамма-каротажа и каротажа ПС.

В наших исследованиях привлекались данные по месторождению Сагчал-Дуваны-Хара-Зира (СДХЗ), расположенному в Бакинском архипелаге Южно-Каспийского НГБ. Разрез данного месторождения представлен, в основном, отложениями абшеронского и частично отложениями гобустанского типа [3, 4]. Эти осадки характеризуются высокими значениями глинистости (0.01 мм) и песчаной (> 0.1 мм) фракций (в среднем по 19–30 %). Основная часть объема приходится на фракции алевролитов (40–62 %). Содержание карбонатного цемента до 12 %. Породы-коллекторы Бакинское архипелага в основном сложены крупными зернами среднего размера. Среднее значение диаметра зерна соответствует 161 мкм при значении 56 % коэффициента вариации (табл. 1). Высокое значение коэффици-

ента вариации свидетельствует о слабой сортировке пород в этом разрезе. Средний размер зерен составляет в среднем 0.03 мм. Коэффициент асимметрии близок к единице. Породы плохо отсортированы, средний коэффициент сортировки не более трех.

Средний диаметр пор в породах-коллекторах Бакинское архипелага относительно невелик (62 мкм), а коэффициент вариации составляет 50.9 % (см. табл. 1). Содержание глины увеличивается в среднем с 15 % до 40 %, содержание песка уменьшается с 40 % до 15 %, средний размер зерен уменьшается с 0.08 мм до 0.02 мм, а кривая асимметричности гранулометричного состава увеличивается с 0.8 до 1.1. В то же время содержание фракции алевролитов остается практически постоянным (40–62 %), поэтому сортировка отложений незначительно колеблется в пределах 3.0–3.9. Количественные характеристики пород менее информативны на участках, где антиклинальные пояса значительно погребены. Это связано с уменьшением размера зерен в отложениях, а также с чрезмерным уплотнением чистых глинистых пород на этих участках. Однако, наряду с этими двумя факторами, ухудшающими коллекторские свойства горных пород, имеются также и положительные, такие как хорошая сортировка отложений в зонах захоронения и то, что к этой зоне относятся коллекторы с относительно высокой пористостью и проницаемостью [5]. Минеральный состав глин в этом районе монтмориллонит-гидроматический с преобладанием монтмориллонита (см.

табл. 1). Содержание монтмориллонита в архипелаге в среднем 42.5 %, гидрослюда 37 %. По сравнению с акваторией Южного Абшерона и Абшеронским архипелагом изменчивость монтмориллонита и гидрослюда в этом регионе несколько выше (коэффициент вариации составляет 24.7 и 19 % соответственно). Количество каолинита в глинах составляет 8.8 %.

Схема распределения глинистости по площади месторождения представлена на рис. 1.

Как видно из рис. 1, в ЮВ – СЗ направлении по V горизонту общая глинистость разреза увеличивается. В то же время в крыльевых частях структур наблюдается увеличение толщины и песчаности горизонта. Увеличение содержания песка в этом направлении происходит за счет замены глин на песок или песчаник, а также образования новых проводящих песчано-алевролитовых слоев.

На поверхности VII горизонта толщина увеличивается за счет образования новых песчано-алевролитовых слоев на разрезе от структур Сагчал-дениз до Дуваны-дениз, при этом общий процент глин уменьшается. В дальнейшем в направлении о. Хара-Зира песчаность горизонта увеличивается на фоне

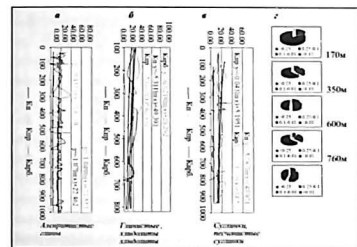


Рис. 2. Графическое изображение изменения характеристик коллектора по глубине в зависимости от типа глинистости

уменьшения количества песчано-алевролитовых слоев и увеличения их толщины. В результате улучшаются литолого-фациальные характеристики пород, а в сечении VII горизонта, увеличивается относительно крупная зернистость песков, что приводит к улучшению характеристик коллектора.

По VIII горизонту также наблюдается снижение глинистости и увеличение нефтегазонасыщенности в юго-восток – северо-западном направлении, что подтверждается наличием скоплений газового конденсата в эксплуатационных скважинах.

**Результаты**

Расчеты и графические построения позволяют представить вариацию глинистости как по поверхности, так и в объеме продуктивных горизонтов.

Так, согласно нашим исследованиям, зависимость качества коллектора от типа глинистости в образцах керна, отобранных из структурно-разведочных скважин, пробуренных на морских месторождениях, отражена в обобщенном графическом изображении (рис. 2). Как видно из рис. 2, присутствие алевролитовых глин, хлоритов, сульфитов и песчаных сульфитов наиболее эффективно ощущается в значениях коэффициента проницаемости коллекторов. Так, было установлено, что влияние глинистости на коэффициент проницаемости в основном определяется количеством глини-

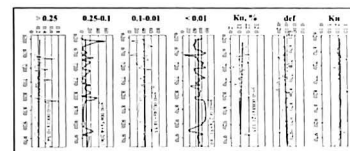


Рис. 3. Графическое изображение изменения гранулометрического состава и показателей качества коллекторов по глубине разреза

Таблица 1

Группы пород Количество проб	Фракции, мм %				Пористость, %	Удельная поверхность, мм <sup>2</sup> /мм <sup>3</sup>	Нефтееносность, %
	0.25	0.175	0.055	0.01			
Глинистые алевролитовые пески (14)	2.44	54.13	28.01	15.31	25.62	1266	15.2
Глинистые песчаные алевролиты (6)	0.39	27.49	55.54	16.58	25.04	1725	16.74
Песчано-глинистые алевролиты (3)	0.37	12.43	60.41	26.90	23.07	1851	15.18
Глинистые супеси (5)	0.68	39.38	43.91	16.59	24.56	1611	17.53

Таблица 2

Качество коллекторов	ИЗЖ				Проницаемость				Пористость			
	Минимальный	Средний	Верхний	Максимальный	Минимальный	Средний	Верхний	Максимальный	Минимальный	Средний	Верхний	Максимальный
Слабое	0.101	0.186	0.151	0.024	0.003	0.015	0.08	0.05	0.049	0.191	0.094	0.036
Среднее	0.752	1.51	1.081	0.02	0.001	8.76	24	0.021	0.004	0.201	0.25	
Хорошее	3.007	5.97	4.492	0.001	0.001	5143		0.004	0.004	20236		
Очень хорошее	12.026	23.98	17.551	0.02	0.02							

стных хлоридов и хлоридов в коллекторах. Многочисленные теоретические расчеты и измерения в глубоких скважинах показывают, что значение первичной пористости осадков зависит в основном от минералогического состава (размера, отсортированности и степени уплотнения зерен) пород [4–8]. Оценка минералогического состава определяется гранулометрическим анализом. В этой связи было проведено аналитическое обобщение данных по наиболее характерным группам пород: глинистым алевролитам, песчаным алевролитам, песчаным глинистым алевролитам и глинистым песчанкам (рис. 3). По составу (крупности) фракций образцы разделены на четыре группы: пелитовая фракция (до 0.01 мм), алевролитовая (0.055 мм), мелкозернистого песка (0.75 мм) и среднезернистого песка (0.25 мм) (см. табл. 1).

Для определения распределения породообразующих фракций (зерен) по глубине, нами были построены графики и функциональные зависимости для изменчивости каждой фракции, а также коэффициента пористости (см. рис. 3). На рис. 2 по результатам анализа исследованных образцов, распределение породообразующих фракций (зерен) на разных глубинах дано в виде круговых диаграмм. Как видно из полученного материала, состав отдельных фракций в образцах может изменяться по глубине и соответствующим образом влиять на пористость среды.

Однако более заметная (аналогичная) изменчивость пористости наблюдается по фракции < 0.1 мм (пелитовая). Вместе с тем, для проверки влияния этой и других фракций, были рассмотрены прочие показатели качества коллекторов. В частности, помимо гранулометрического состава, влияющего на пористость продуктивных коллекторов в этих разрезах, определялись эффективный диаметр зерен (def) и коэффициент неоднородности (Кн).

Из литературы [7] известно, что эти показатели также отражают качество продуктивных коллекторов. Так, проведенные нами расчеты показали, что изменение коэффициента неоднородности и эффективного диаметра резервуаров по глубине обратно пропорциональны, но повторяют изменение доминирующих фракций (см. рис. 3) гранулярного состава.

Известно, что качество продуктивных коллекторов помимо пористости характеризуется также и проницаемостью. Традиционно про-

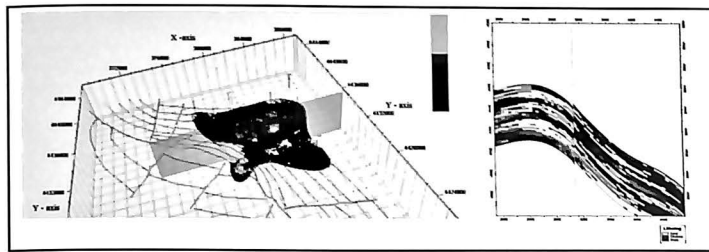


Рис. 4. Описание литологического состава разреза VII продуктивного горизонта месторождения СДХЗ (участок Дуванлы-дениз)

Таблица 3

ИКП	ИЗЖ		Литология
	Минимальный	Максимальный	
Непроводящие коллекторы	0	0	Чистые глины
Плохо проводящие коллекторы	0	1	Алевролиты глинистые (мелкозернистые)
Коллекторы средней проводимости	1	3.2	Алевролиты
Хорошие флюидопроводящие коллекторы	3.2	8.4	Крупнозернистые песчанки

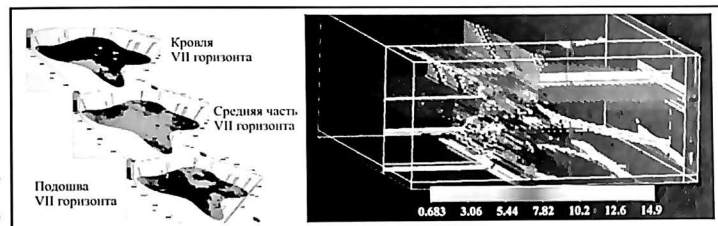


Рис. 5. Схема распределения значений ИЗЖ для кровли и различных внутрипластовых уровней горизонта VII (а) и внутри куба в разрезе месторождения СДХЗ (б)

25232

ницаемость коллекторов определяется лабораторным моделированием, но в этом случае весь объем коллектора рассматривается как среда, проницаемая для жидкого (газообразного) флюида. При этом используется только фактическая пористость, без учета влияния текстуры пористости проводящей жидкостью среды. В этом случае возникает фактор неопределенности и для его устранения в нефтеведке используются специальные величины: индикатор потока жидкости – ИЗЖ (индикатор зоны жидкости) и индекс качества коллекто-

ра – ИКП (индекс качества породы) [9–11]. Связь между ИЗЖ и ИКП выражается формулой  $ИКП = ИЗЖ \cdot Фз$ , где  $Фз$  – это отношение объема пор к объему матрицы.

Чтобы представить себе соотношение величин ИЗЖ и ИКП с пористостью и проницаемостью продуктивных коллекторов, рассмотрим данные из зарубежной литературы, приведенные в табл. 2. Как следует из этой таблицы, по значениям ИЗЖ и ИКП, а также пористости и проницаемости продуктивные коллекто-

ры делятся на четыре группы качества: слабые, средние, хорошие и очень хорошие коллекторы.

На основе этой аналитической оценки, а также с учетом зависимости, изображенной на рис. 4, мы попытались рассчитать величины ИЗЖ и ИКП для месторождения СДХЗ.

Используя результаты осуществленных расчетов, а также принцип, использованный в работе [2], применим аналогичное разделение к продуктивным коллекторам месторождения СДХЗ (табл. 3).

Согласно предложенному в табл. 3 разделение, составлен литологический разрез продуктивного горизонта VII месторождения СДХЗ (участка Дуванна-дениз).

Также была составлена схема распределения значений ИЗЖ для кровли и различных внутрипластовых уровней горизонта VII. Осуществленные расчеты и построения позволили выдвинуть предположения о возможных внутрипластовых флюидотоках, создающих замкнутую миграционно-проточную (дренажную) систему как внутри продуктивных горизонтов, так и в масштабе рассматриваемого месторождения (рис. 5, а). Данные предположения создают предпосылки для прогнозирования динамики перемены флюидов в процессе разработки и технологического завождения месторождения, а также выявлению интервалов с низкой проницаемостью в пределах продуктивных горизонтов. Подобный прогноз имеет несомненное значение не только при составлении плана разработки месторождения, но и для корректировки методов повышения эффективности добычи.

В целях проверки этих предположений, были составлены модели вариации значений ИЗЖ внутри куба (рис. 5, б) в разрезе месторождения СДХЗ.

Как следует из рис. 5, б, в модели разреза месторождения СДХЗ выделяются зоны не только внутрипластовых, но и межпластовых

флюидотоков (ИЗЖ). Данный результат находится в полном соответствии с выводами авторов исследования [1], в котором утверждается, что "в Южно-Каспийском бассейне выявлены субвертикальные и субгоризонтальные геологические тела – новый класс геологических структур сложной формы, которые могут служить путями миграции и зонами накопления углеводородов".

### Выводы

1. Установлено, что влияние глинистости на коэффициент проницаемости в основном определяется содержанием в коллекторах глинистых хлоридитов и хлоридитов.

2. Фракционный состав коллекторов изменяется по глубине и соответствующим образом влияет на пористость среды. Однако более заметная (аналогичная) изменчивость пористости наблюдается по фракции <0.1 мм (пелитовая).

3. Осуществленные расчеты, показали, что изменение коэффициента неоднородности и эффективного диаметра породообразующих зерен коллекторов по глубине обратно пропорциональны, но повторяют изменение доминирующих фракций гранулярного состава.

4. Составлены схемы распределения значений ИЗЖ для кровли и различных внутрипластовых уровней продуктивного (VII) горизонта СДХЗ, что позволило выдвинуть предположения о возможных внутрипластовых флюидотоках, создающих замкнутую миграционно-проточную (дренажную) систему, как внутри продуктивных горизонтов, так и в масштабе рассматриваемого месторождения.

5. Данное предположение создает предпосылки для прогнозирования динамики перемещения флюидов в процессе разработки и технологического завождения месторождения, а также выявлению интервалов с низкой проницаемостью в пределах продуктивных горизонтов.

### Список литературы

1. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н. Фундаментальные проблемы нефтегазоносности Южно-Каспийского бассейна. Доклады Академии Наук, 2016, т. 471, № 1, с. 62-65.
2. Mochammad B.I., Abdul Haris. Reservoir Characterization Sandstone Reservoir Based on Wireline Log. 9th Annual Basic Science International Conference 2019 IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 546 (2019).
3. Ali-zade A.A., Akhmedov G.A., Akhmedov A.M., Aliev A.K., Zeinalov M.M. Geologiya neflyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Azerbaidzhana. – M.: Nedra, 1966, 390 с.
4. Kочарли Ш.С. Проблемы вопросы нефтегазовой геологии Азербайджана. Баку-2015, с. 278.
5. Gasanov A.B., Abbasov E.Yu., Mamedova D.N., Mutallimova O.M. Resursy dorazrabotki dlitel'no eksploatiruemyykh mestorozhdeniy. В сб.: "Научные разработки-Евразийский регион". – М.: Изд-во Инфинити, 2019, с. 178-183.
6. Kerimov V.Y., Gurbanov V.Sh., Hasanov A.B., Abbasova G.G. Petrophysical characteristic of deep oil and gas reservoirs in inland and offshore fields in Azerbaijan - "Euroasian mining", vol. 1 (33), 2020, Moscow, pp. 3-8.
7. Mekhtiev U.Sh., Kheirov M.B. Литолого-петрографические особенности и коллекторские свойства пород калинской и подкормакинской свит Апшеронской нефтегазоносной области Азербайджана. Баку-2007, ч. 1, 238 с.
8. Gasanov A.B. Оценка межзерновой пористости терригенных коллекторов. Международный научный журнал "Инновационные подходы в отрасли и сферах", т. 4, вып. № 2.
9. Al-dhafeeri, A.M. and Nasr-el-din, H.A. Characteristics of high permeability zones using core analysis, and production logging data. Journal of Petroleum Science and Engineering, January 2007, pp. 13-25.
10. Amaefule, J.O., Alunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G. and Keelan, D.K., 1993. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncured intervals/wells. 68th Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, 1993 Houston, tx paper spe26435.
11. Corbett, P.W.M., Ellabadi, Y., Mohammed, K. and Posuyoyev, A. Global hydraulic elements - elementary petrophysics for reduced reservoir modelling. In: European Association of Geoscientists and Engineers 65th conference, 2003, June 2-6, EAGE meeting, Stavanger, extended abstracts, vol. 1, paper f-26.

### References

1. Guliev I.S., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. Fundamental'nye problemy neftegazonosnosti Yuzhno-Kaspiyskogo bassaina. Doklady Akademii Nauk, 2016, t. 471, No 1, s. 62-65.
2. Mochammad B.I., Abdul Haris. Reservoir Characterization Sandstone Reservoir Based on Wireline Log. 9th Annual Basic Science International Conference 2019 IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering, 546 (2019).
3. Ali-zade A.A., Akhmedov G.A., Akhmedov A.M., Aliev A.K., Zeinalov M.M. Geologiya neflyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Azerbaidzhana. – M.: Nedra, 1966, 390 s.
4. Kочарли Ш.С. Problemy i voprosy neftegazovoy geologii Azerbaidzhana. Baku, 2015, 278 s.
5. Gasanov A.B., Abbasov E.Yu., Mamedova D.N., Mutallimova O.M. Resursy dorazrabotki dlitel'no eksploatiruemyykh mestorozhdeniy. V sb.: "Nauchnye razrabotki-Yevraziyskiy region". – M.: Izd-vo Infinitii, 2019, s. 178-183.
6. Kerimov V.Y., Gurbanov V.Sh., Hasanov A.B., Abbasova G.G. Petrophysical characteristic of deep oil and gas reservoirs in inland and offshore fields in Azerbaijan - "Euroasian mining", vol. 1 (33), 2020, Moscow, pp. 3-8.
7. Mekhtiev U.Sh., Kheirov M.B. Litologo-petrographicheskie osobennosti i kolektor'skie svoystva porod kalinskoy i podkormakinskoy svit Apsheronskoy neftegazonosnoy oblasti Azerbaidzhana. Baku, 2007, ch. 1, 238 s.
8. Gasanov A.B. Otsenka mezhezernovoy poristosti terrigenykh kolektorov. Mezhdunarodny nauchniy zhurnal "Innovatsionnye podkhody v otraslyakh i sferakh", t. 4, vyp. No 2.
9. Al-dhafeeri, A.M. and Nasr-el-din, H.A. Characteristics of high permeability zones using core analysis, and production logging data. Journal of Petroleum Science and Engineering, January 2007, pp. 13-25.
10. Amaefule, J.O., Alunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G. and Keelan, D.K. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncured intervals/wells. 68th Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, 1993, tx paper spe 26435.
11. Corbett, P.W.M., Ellabadi, Y., Mohammed, K. and Posuyoyev, A. Global hydraulic elements - elementary petrophysics for reduced reservoir modeling. In: European Association of Geoscientists and Engineers 65th conference, 2003, June 2-6, EAGE meeting, Stavanger, extended abstracts, vol. 1, paper f-26.