

Динамика пластового давления и оценка дренируемых запасов газа на газоконденсатных месторождения Алан

Орипова Ш.К.¹, Адизов Б.З.²

¹ *КарИЭИ, Карши, Узбекистан, oripovashahlo1991@umail.uz*

² *Лаборатория «Нефтехимии» ИОНХ АН РУз, Ташкент, Узбекистан*

Аннотация. Величина пластового давления и темп его снижения в процессе разработки газовой залежи являются важными показателями, позволяющими оценивать энергетику пласта, его продуктивность, а также определять запасы газа в начале разработки и уточнять их величину в процессе эксплуатации залежи. В данной работе рассматриваются динамика пластового давления и оценка дренируемых запасов газа на газоконденсатных месторождения Алан, в том числе предусмотрена карта изобар и карта разработки газоконденсатных месторождения Алан. Отмеченное выше соотношение темпа падения пластового давления с отбором газа из залежи может указывать на проявление водонапорного режима, деформацию пласта коллектора и более крупные фактические запасы газа ГКМ Алан, в сравнении с их величиной числящейся на балансе. Сопоставляя динамику дренируемых запасов газа, определенных аналитическим путем с динамикой ввода в эксплуатацию газодобывающих скважин, очевидна зависимость величины оценки дренируемых запасов газа от количества действующих скважин в процессе разработки месторождения Алан.

Ключевые слова: Газовые и газоконденсатные месторождения (ГКМ), пластового давления, дренируемых запасов газа, карта изобар, карта разработки.

Reservoir Pressure Dynamics and Estimation of Drained Gas Reserves at the Alan Gas Condensate Fields

Oripova Sh.K.¹, Adizov B.Z.²

¹ *Karshi Engineering and Economic Institute, Karshi, Uzbekistan, oripovashahlo1991@umail.uz*

² *Laboratory manager "Petrochemistry" Institute of General and Inorganic Chemistry of the Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan, Tashkent, Uzbekistan*

Abstract. Reservoir pressure and the rate of its decline during the development of a gas deposit are important indicators that allow assessing the energy of the reservoir, its productivity, as well as determining gas reserves at the beginning of development and clarifying their value during the operation of the deposit. This paper discusses the dynamics of reservoir pressure and the assessment of drained gas reserves at the Alan gas condensate fields, including an isobar map and a map of the development of the Alan gas condensate fields. The ratio of the formation pressure drop rate with gas withdrawal from the deposit noted above may indicate the manifestation of a water-driven regime, reservoir formation deformation and larger actual gas reserves of the Alan GCF, in comparison with their value listed on the balance sheet. Comparing the dynamics of drained gas reserves determined analytically with the dynamics of commissioning of gas producing wells, it is obvious that the estimate of drained gas reserves depends on the number of operating wells in the development of the Alan field.

Keywords: Gas and gas condensate fields (GCF), reservoir pressure, drained gas reserves, isobar map, development map.

Введение

При полном и безусловном соблюдении принципов установления технологического режима эксплуатации будет достигнута рациональная разработка газовых и газоконденсатных месторождений (Фык и др., 2015). Изучение характера работы каждой скважины, обследование состояния устья скважины и колонн при подземных ремонтах, а также при выполнении работ по воздействию на призабойную зону дают ценные сведения, которые учитываются при установлении технологического режима работы отдельных скважин и всей залежи в целом (Амиян и др., 1974).

В настоящее время в Узбекистане газа добывается основном из трех нефтегазовых регионах: Устюрт, Бухара-Хива, Юго-Западный Гиссар, более половины месторождений этих регионов находятся на завершающей стадии разработки (Мирмуамедов и др., 2022) [3].

Материалы и методы

Величина пластового давления и темп его снижения в процессе разработки газовой залежи являются важными показателями, позволяющими оценивать энергетику пласта, его продуктивность, а также определять запасы газа в начале разработки (объемный метод) и уточнять их величину в процессе эксплуатации залежи (дренируемые запасы).

Результаты и обсуждение

Месторождения углеводородов Юго-Западного Узбекистана находятся в пределах Чарджоуской и Бухарской ступеней, их большая часть связана с антиклинальными складками (Жабрева, 1983), (Чернов, 2016).

Основной объем текущей добычи газа в Узбекистане приходится на крупные длительно разрабатываемые месторождения с относительно высокими остаточными запасами, к числу которых относится ГКМ Алан (Орипова и др., 2022). Пластовое давление на месторождении Алан определялось в период его разведки и в процессе разработки по материалам замеров статических давлений на устье и газогидродинамических исследований скважин. На основании этих определений строились карты изобар (рис. 1–7) и рассчитывались средневзвешенные давления в залежи.

Обобщенные результаты расчетов пластового давления в залежи приведены в таблице 1. Из этой таблицы видно, что за прошедший период разработки пластовое давление в залежи месторождения Алан снизилось с 575.0 кгс/см² до 100.7 кгс/см² или на 82.5 %.

Из сравнения данных (табл. 1) с показателями фактического отбора газа видно, что при суммарном отборе газа на конец 2013 г. 165455 млн. м³ или 78.8 % от его начальных балансовых запасов (210.0 млн. м³), текущее приведенное давление в залежи составляет 108.4 кгс/см², то есть снизилось на 76.6 % от его начального значения (463.1 кгс/см²).

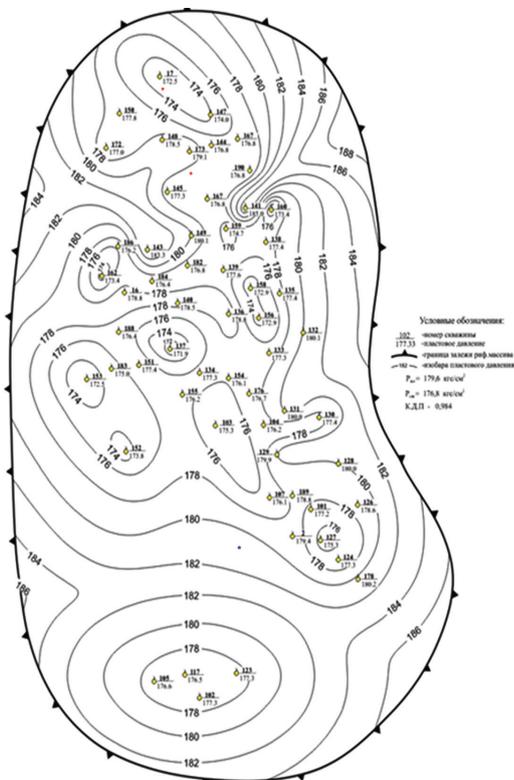


Рис. 1. Карта изобар газоконденсатных месторождения Алан.
Fig. 1. Isobar map of the Alan gas condensate field.

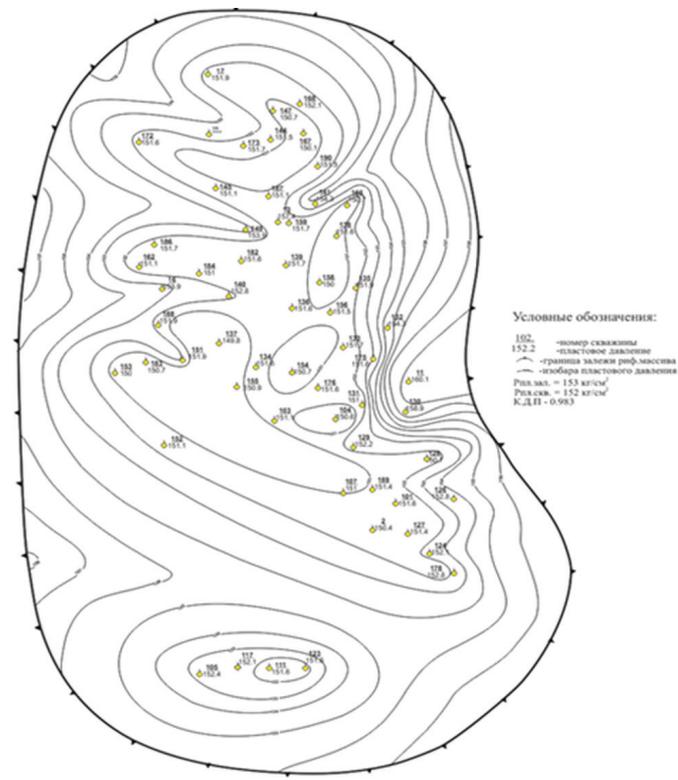


Рис. 2. Карта изобар газоконденсатных месторождения Алан.
Fig. 2. Isobar map of the Alan gas condensate field.

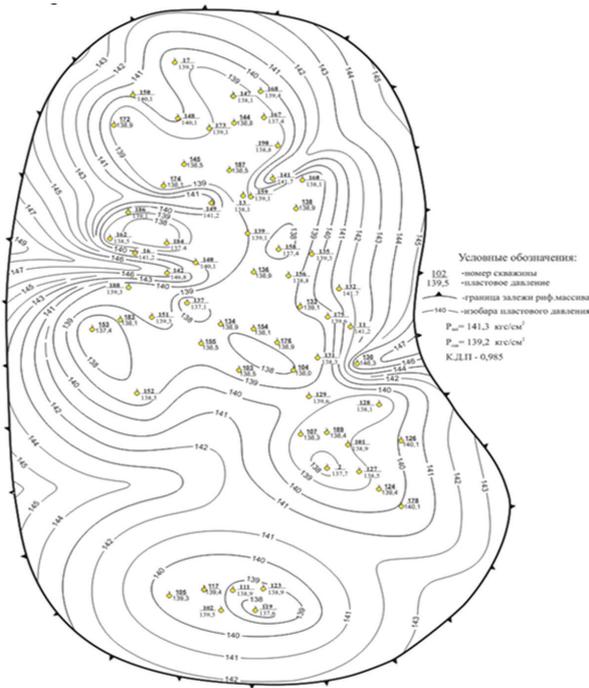


Рис. 3. Карта изобар газоконденсатных месторождения Алан.

Fig. 3. Isobar map of the Alan gas condensate field.

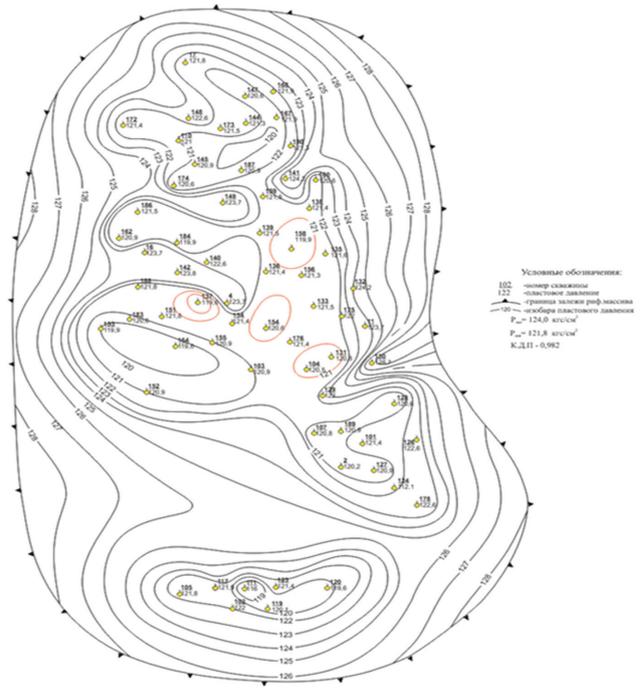


Рис. 4. Карта изобар газоконденсатных месторождения Алан.

Fig. 4. Isobar map of the Alan gas condensate field.

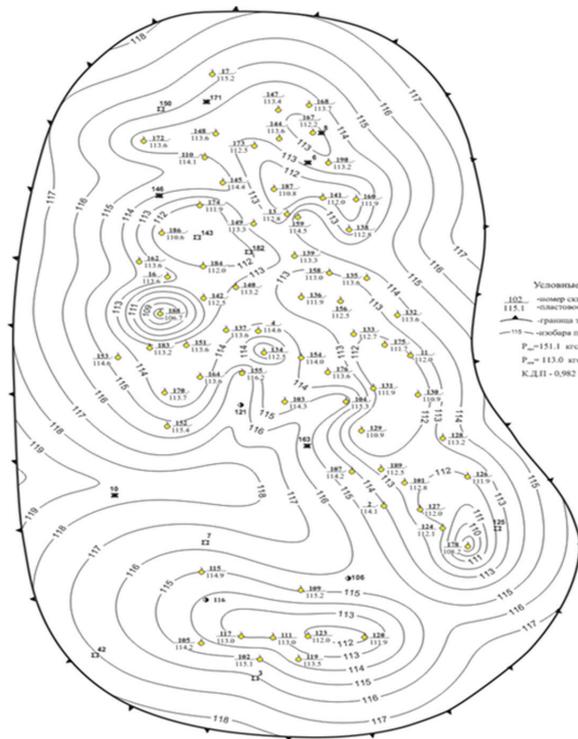


Рис. 5. Карта изобар газоконденсатных месторождения Алан.

Fig. 5. Isobar map of the Alan gas condensate field.

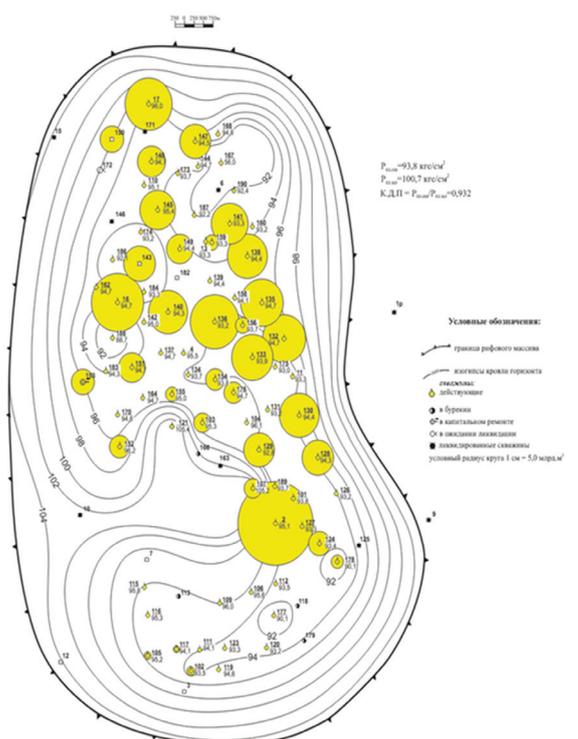


Рис. 6. Карта разработки ГКМ Алан.

Fig. 6. Alan gas condensate field development map.

Отмеченное выше соотношение темпа падения пластового давления с отбором газа из залежи может указывать на проявление водонапорного режима, деформацию пласта коллектора и более крупные фактические запасы газа ГКМ Алан, в сравнении с их величиной числящейся на балансе (210.0 млн м³).

Таблица 1. Динамика устьевого статического, пластового и приведенного давлений и рассчитанных дренируемых запасов газа ГКМ Алан
 Table 1. Dynamics of wellhead static, reservoir and reduced pressures and calculated drained gas reserves of the Alan GCF

№№ п.п	Год	Давление (на конец года), кгс/см ²			Снижение $R_{пл}(t)/z(t)$ в % от нач. значения	Суммарный отбор газа, млн м ³	Дренируемые запасы газа, млн м ³
		$R_{ст}(t)$	$R_{пл.скв.}(t)$	$R_{пл.скв.}(t)/z(t)$			
Начало разработки		491.0	575.0	463.1	–	0	0
2	1979	488.0	566.0	459.2	0.8	–	–
3	1980	471.0	553.0	453.5	2.1	353	41916
4	1981	465.0	543.0	442.0	3.0	1099	53051
5	1982	464.0	541.0	448.1	3.2	1720	56649
6	1983	461.0	539.0	447.2	3.4	2285	70730
7	1984	460.0	538.0	446.6	3.5	2864	83609
8	1985	459.0	536.0	445.9	3.7	3291	93413
9	1986	458.0	535.0	445.4	3.8	3787	101840
10	1987	456.0	533.0	444.5	4.0	4260	111620
11	1988	455.0	532.0	444.0	4.1	4676	116530
12	1989	455.0	531.0	443.6	4.2	4997	121554
13	1990	453.3	530.1	443.2	4.3	5349	127076
14	1991	450.3	528.9	442.6	4.4	5742	133600
15	1992	446.8	525.1	440.9	4.8	6180	139940
16	1993	443.5	521.6	439.3	5.1	6674	139282
17	1994	439.2	517.0	437.2	5.6	7190	139913
18	1995	430.6	507.6	432.8	6.5	8240	147219
19	1996	420.8	496.9	427.8	7.6	9842	150490
20	1997	415.0	487.2	423.2	8.6	11476	150521
21	1998	403.2	474.4	417.0	10.0	14078	163362
22	1999	380.2	449.4	404.7	12.6	18065	181634
23	2000	350.0	416.1	387.4	16.3	24411	193623
24	2001	315.9	384.4	369.6	20.2	31578	193231
25	2002	282.1	346.2	345.7	25.4	40832	202292
26	2003	248.0	306.3	317.2	31.5	51627	203763
27	2004	227.0	280.7	296.5	36.0	63693	202143
28	2005	209.5	249.9	269.2	41.9	76701	213257
29	2006	188.0	229.5	249.6	46.1	89786	214412
30	2007	166.3	203.2	222.7	51.9	102494	222283
31	2008	147.3	179.9	197.7	57.3	114881	221312
32	2009	126.7	153.8	168.6	63.9	125752	219410
33	2010	116.0	141.3	154.5	66.7	134987	212308
34	2011	101.6	124.0	134.9	70.9	143454	215292
35	2012	91.9	115.1	123.4	73.4	150790	212744
36	2013	80.6	100.7	108.4	76.6	158473	216023

Как показывают результаты анализа материалов разведочного бурения и данных эксплуатации скважин, до настоящего времени не получено свидетельств, указывающих на проявление водонапорного режима и деформации коллектора в процессе разработки месторождения Алан. Следова-

тельно, вероятной причиной наблюдаемого соотношения снижения пластового давления в залежи с объемом отобранного из нее газа является превышение фактических (дренируемых) запасов газа над величиной его балансовых запасов.

Для случая газового режима разработки залежи уравнении материального баланса записывается в следующем виде:

$$V_0 = P_{пр.нач} \cdot \frac{Q_{Г}}{P_{пр.нач} - P_{пр.тек}}, \quad (1)$$

где V_0 – начальные запасы газа; $P_{пр.нач}$, $P_{пр.тек}$ – начальное и текущее приведенные пластовые давления; $Q_{Г}$ – суммарный отбор газа из залежи на дату оценки запасов.

Из этой таблицы следует, что на 01.01.2013 г. дренируемые запасы газа месторождения Алан оцениваются в объеме 216.0 млрд м³.

С использованием данных этой таблицы построен график падения приведенного пластового давления в зависимости от отбора газа из залежи, представленный на рисунке 7. В соответствии

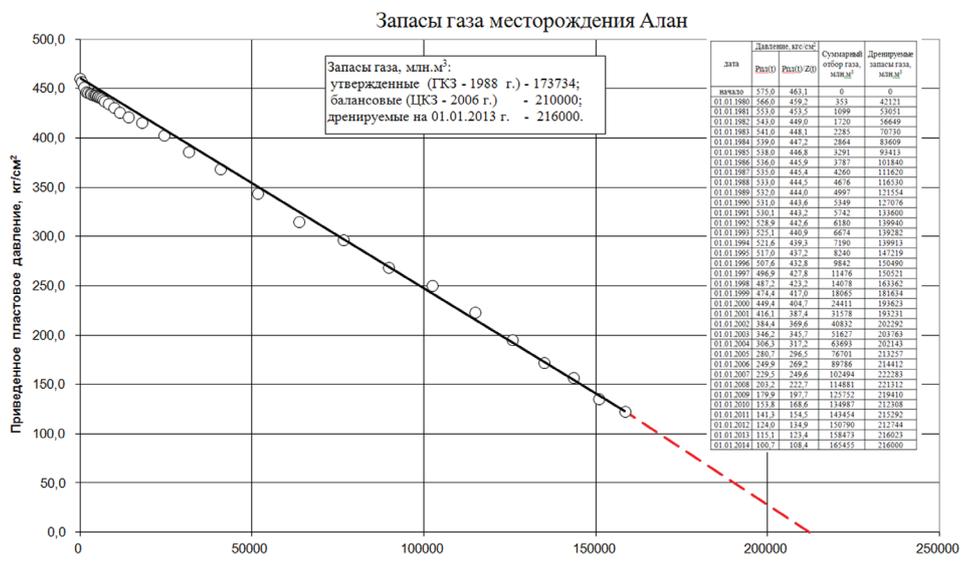


Рис. 7. Зависимость приведенного пластового давления от суммарного отбора газа из месторождения.
 Fig. 7. The dependence of the reduced reservoir pressure on the total gas extraction from the field.

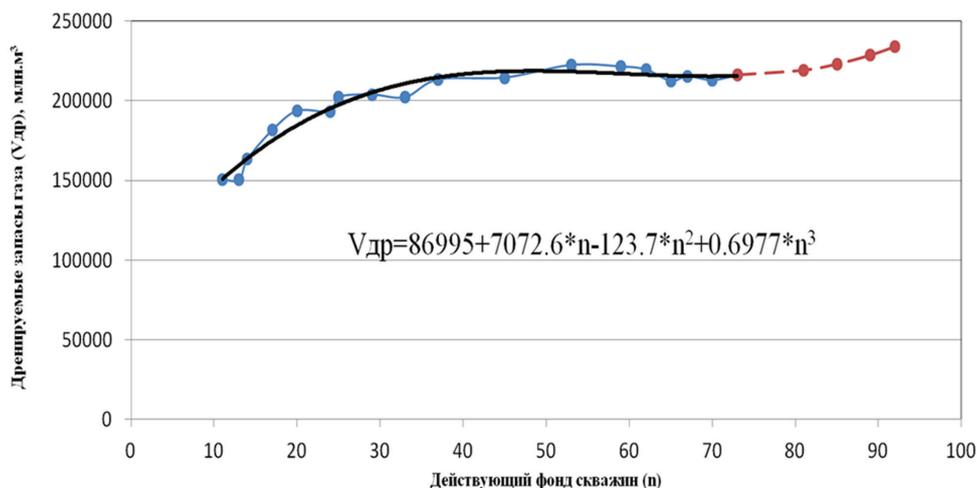


Рис. 8. Зависимость дренируемых запасов газа от фонда действующих скважин месторождения Алан.
 Fig. 8. Dependence of drained gas reserves on the stock of operating wells of the Alan field.

с этим графиком величина текущих дренируемых запасов ГКМ Алан оценивается в 216 млрд м³, что на 6.0 млрд м³ или на 2.8 % выше его балансовых запасов (210.0 млрд м³).

Сопоставляя динамику дренируемых запасов газа, определенных аналитическим путем (табл. 2, рис. 8) с динамикой ввода в эксплуатацию газодобывающих скважин, очевидна зависимость величины оценки дренируемых запасов газа от количества действующих скважин в процессе разработки месторождения Алан. Действительно, с вводом в эксплуатацию новых газодобывающих скважин увеличивается площадь охвата залежи дренированием за счет подключения в разработку ее новых участков.

Последнее обстоятельство также может обусловить, рост дренируемых запасов газа (рис. 8), за счет вовлечения в разработку дополнительных участков залежи, ранее не охваченных эксплуатационным бурением.

Заключение

С вводом в эксплуатацию новых газодобывающих скважин увеличивается площадь охвата залежи дренированием за счет подключения в разработку ее новых участков. На месторождении Алан последние годы имеет место ввод газодобывающих скважин большей частью на юго-западном участке залежи, что обусловило рост дренируемых запасов газа до 216.0 млрд м³.

Литература

1. Амиян В.А., Васильева Н.П. Добыча газа. М.: Недра, 1974. 312 с.
2. Жабрева И.П. Газовые и газоконденсатные месторождения: Справочник / Под ред. И.П. Жабрева. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., 1983.
3. Мирмухамедов С.С., Рустамов Ш.З., Адизов Б.З., Орипова Ш.К. Актуальность предотвращения самоглушения газовых скважин химическими методами // *Kimyo va kimyo ta'limi muammolari mavzusidagi respublika ilmiy-amaliy anjuman materiallari to'plami, Qo'qon 2022-yil 20-sentabr*. 68–69 b.
4. Орипова Ш.К., Адизов Б.З. Технологические и технико-экономические показатели доработки газовых и газоконденсатных месторождений // *Экспериментал тадқиқотлар*. 2023. № 3. С. 1–7.
5. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7696222>.
6. Фык И.М., Хрипко Е.И. Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Учебник. Харьков: Фолио, 2015. 301 с.
7. Чернов И.В. Геологическая изученность месторождений Юго-Западного Узбекистана // *Территория Нефтегаз*. 2016. № 6. С. 40–47.