

Код МРНТИ 52.47.27

А.А. Агзамов¹, С.А. Аббасова², С.А. Агзамова³, Х.Р. Ибрагимов⁴¹Иностранное предприятие Общество с ограниченной ответственностью «Epsilon Development Company»
(г. Ташкент, Узбекистан),²Ташкентский государственный технический университет им. Ислама Каримова (г. Ташкент, Узбекистан),³Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений»
(г. Ташкент, Узбекистан),⁴Филиал Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина в Ташкенте
(г. Ташкент, Узбекистан)

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ КИСЛОТНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Аннотация. В результате использования метода оценки информативности данных проведена статистическая обработка материалов кислотного гидравлического разрыва пласта на поисковых и разведочных скважинах газоконденсатных месторождений Бешкентского прогиба. Установлена степень влияния геологических факторов на эффективность метода. С применением метода ранговой классификации обоснованы геолого-геофизические условия эффективного применения кислотного гидравлического разрыва пласта. На полученной зависимости суммарного ранга геологических факторов от эффективной газонасыщенной толщины горизонта выделены три зоны с различной эффективностью кислотного гидравлического разрыва пласта. Данную зависимость рекомендовано использовать для эффективного проведения кислотного гидравлического разрыва пласта при испытании поисковых и разведочных скважин Бешкентского прогиба и других нефтегазоносных регионов с близкими геолого-геофизическими условиями.

Ключевые слова: месторождение, структура, разрез, отложения, коллектор, известняк, скважина, интервал, пласт, разрыв, метод, интенсификация, дебит, газ, прирост, эффект.

Қойнауқаттың қышқылды гидравликалық үзілу тиімділігіне геологиялық факторлардың әсер ету дәрежесін бағалау

Аңдатпа. Деректердің ақпараттылығын бағалау әдісін қолдану нәтижесінде Бешкент иілуінің газ конденсатты кен орындарының іздеу және барлау ұңғымаларында қабаттың қышқылды гидравликалық үзілу материалдарына статистикалық өңдеу жүргізілді. Әдістің тиімділігіне геологиялық факторлардың әсер ету дәрежесі анықталды. Дәрежелік жіктеу әдісін қолдана отырып, резервуардың қышқыл гидравликалық сынуын тиімді қолданудың геологиялық-геофизикалық шарттары негізделген. Геологиялық факторлардың жиынтық дәрежесінің горизонттың тиімді газбен қаныққан қалыңдығына тәуелділігінде қабаттың қышқылды гидравликалық үзілуінің әр түрлі тиімділігі бар үш аймақ бөлінген. Бұл тәуелділікті Бешкент иілуінің және геологиялық-геофизикалық жағдайлары жақын басқа мұнай-газ аймақтарының іздеу және барлау ұңғымаларын сынау кезінде резервуардың қышқылды гидравликалық сынуын тиімді жүргізу үшін пайдалану ұсынылады.

Түйінді сөздер: кен орны, құрылымы, қимасы, шөгінділері, коллектор, әктас, ұңғыма, аралық, қабат, үзіліс, әдіс, интенсификация, дебит, газ, өсім, әсер.

Assessment of the degree of influence of geological factors on the efficiency of acid hydraulic fracturing

Annotation. As a result of using the method of assessing the information content of the data, statistical processing of materials of acid hydraulic fracturing was carried out at prospecting and exploration wells of gas condensate fields of the Beshkent trough. The degree of influence of geological factors on the effectiveness of the method is established. Using the method of rank classification, the geological and geophysical conditions for the effective use of acid hydraulic fracturing are substantiated. Based on the obtained dependence of the total rank of geological factors on the effective gas-saturated thickness of the horizon, three zones with different efficiency of acid hydraulic fracturing are identified. This dependence is recommended to be used for effective acid hydraulic fracturing when testing prospecting and exploration wells of the Beshkent trough and other oil and gas regions with similar geological and geophysical conditions.

Key words: deposit, structure, section, deposits, reservoir, limestone, well, interval, formation, rupture, method, intensification, flow rate, gas, gain, effect.

Введение

В настоящее время кислотный гидравлический разрыв пласта (КГРП) по праву считается одним из наиболее эффективных средств повышения производительности скважин, поскольку приводит не только к интенсификации выработки запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и позволяет существенно расширить эту зону, приобщив к выработке слабо-дренируемые зоны и пропластки, следовательно, достичь более высоких коэффициентов извлечения углеводородов [1].

Несмотря на многолетний период применения и накопления опыта проведения КГРП фактические

технологические показатели эксплуатации скважин часто оказываются ниже прогнозных. В связи с этим исследования по установлению факторов, определяющих эффективность КГРП в различных горно-геологических условиях, продолжаютс.

Состояние изученности

Технология КГРП состоит в обеспечении на забое скважины давления, превышающего горное геостатическое, в результате чего объем продуктивного пласта разрывается с возникновением трещины гидро-разрыва. Затем в данную трещину последовательно закачиваются высоковязкая жидкость (так называемая жидкость разрыва) и соляная кислота, которая взаимодействует

с горной породой по поверхности соприкосновения. Путем реакции между соляной кислотой и горной породой в трещине увеличивается поверхность фильтрации, создается дополнительная сеть гидродинамических каналов, что обеспечивает приобщение не работавших ранее поропластов и, как следствие, повышение производительности скважины [2].

Доказано, что кислотный гидравлический разрыв пласта наиболее эффективен при его применении для коллектора карбонатного типа с относительно большой призабойной зоной пласта и ухудшенными свойствами, так как карбонатные коллекторы обладают способностью

- обводненность продукции не выше 20%;
- эффективная толщина пласта не менее 5 м;
- отсутствие в продукции скважин газа из газовой шапки, а также закачиваемой или законтурной воды;
- продуктивный пласт, подвергаемый к ГРП, отделен от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами, толщиной более 8-10 м;
- удаленность скважин от газонефтяного (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК) должна превышать расстояние между добывающими скважинами;
- накопленный отбор газа (нефти) из скважины не превышает 20% от удельных извлекаемых запасов;
- расчлененность продуктивного интервала, подвергаемого ГРП, не более 3-5;
- скважина технически исправна, состояние эксплуатационной колонны и сцепление цементного камня с колонной и породой удовлетворительно в интервале выше и ниже фильтра на 50 м;
- проницаемость пласта не более 0,03 мкм² при вязкости нефти в пластовых условиях не более 5 МПа·с.

Геолого-физические факторы, определяющие эффективность КГРП, рассмотрены в работах многих авторов, в том числе Р.С. Нурмухаметова (Ромашкинское), Г.Г. Гилаева (месторождения Самарской области), М.С. Джалалова (газоконденсатные месторождения Култук-Камашинского инвестиционного блока), Р.Ф. Хусаинова (Ромашкинское), Ш.Р. Ганиева (нефтяные месторождения Республики Башкортостан), М.А. Фатхлисламова (нефтяные месторождения Республики Татарстан), Р.С. Хисамова (Бавлинское), А.А. Хусейна (нефтяное месторождение Пилтун-Астуховское), С.И. Кудряшова (месторождения Омана, Северного моря и Мексики), А.Н. Иванова (месторождение Белый Тигр), Р.М. Курамшина (месторождение Сургутское).

Анализ результатов приведенных исследований показывает, что имеется ряд нерешенных

вопросов, в числе которых установление определяющих эффективность КГРП геологических факторов и степень их влияния на результаты процесса, а также выбор скважин-кандидатов для проведения данного метода интенсификации притока углеводородов.

Материалы

Исследованные поисковые и разведочные скважины тринадцати месторождений и пяти разведываемых структур Бешкентского прогиба Бухаро-Хивинского региона расположены в зоне развития депрессионных отложений (рис. 1).

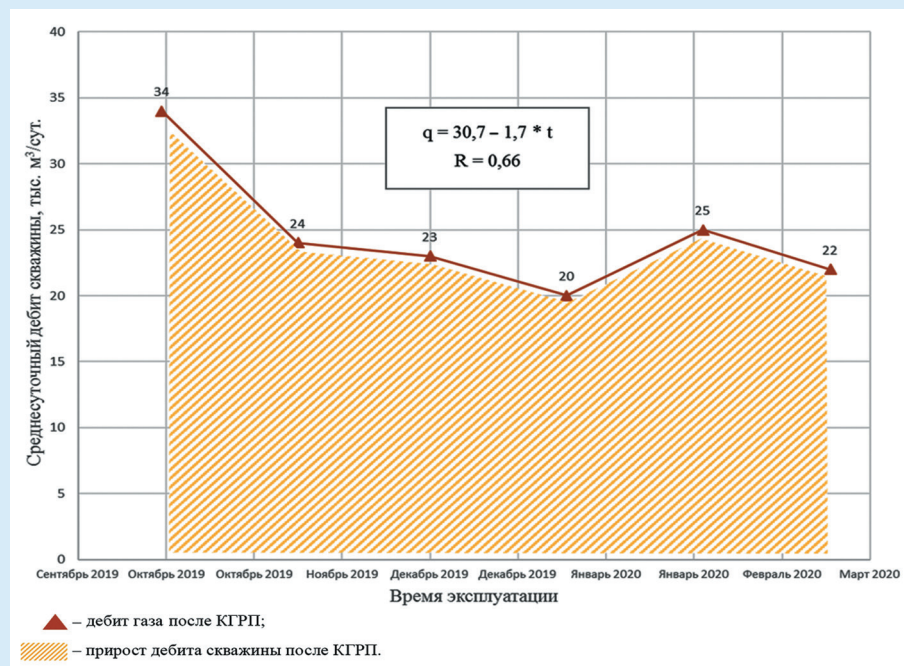


Рис. 3. Динамика среднесуточного дебита газа скважины №6 месторождения Эрناзар.

Сурет 3. Ерназар кен орнының №6 ұңғымасы газының орташа тәуліктік дебитінің динамикасы.

Figure 3. Dynamics of the average daily gas flow rate of well №6 of the Ernazar field.

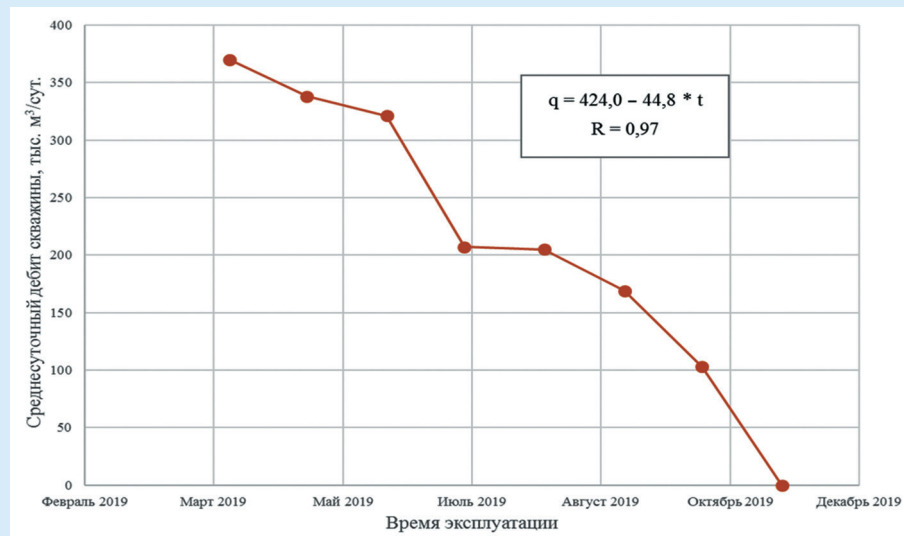


Рис. 4. Динамика среднесуточного дебита газа скважины №9 месторождения Эрназар.

Сурет 4. Ерназар кен орнының №9 ұңғымасы газының орташа тәуліктік дебитінің динамикасы.

Figure 4. Dynamics of the average daily gas flow rate of well №9 of the Ernazar field.

Таблица 1

Изменение дебита скважин после КГРП

Кесте 1

ГРП кейін ұңғыма дебитінің өзгеруі

Table 1

Change in well flow rates after hydraulic fracturing

Наименование месторождения, площади	Категория скважины	Скважина	Дата проведения КГРП	Дебит скважины, тыс. м³/сут.		Изменение дебита скважины, тыс. м³/сут.
				до КГРП	после КГРП	
Чигил	поисковая	1	07.09.2019 г.	0	60	+60
Чигил	поисковая	2	12.06.2019 г.	22	80	+58
Чигил	разведочная	4	02.03.2020 г.	21	140	+119
Чигил	разведочная	5	27.11.2019 г.	0	65	+65
Девхона	поисковая	2	10.08.2019 г.	0	40	+40
Девхона	разведочная	3	15.08.2019 г.	10	34	+24
Девхона	разведочная	4	22.09.2019 г.	23	120	+97
Девхона	разведочная	6	17.11.2019 г.	0	100	+100
Талимаржон	поисковая	1	18.06.2019 г.	40	75	+35
Талимаржон	поисковая	2	21.08.2019 г.	179	726	+547
Талимаржон	разведочная	4	22.09.2019 г.	23	120	+97
Талимаржон	разведочная	5	31.12.2019 г.	0	86	+86
Талимаржон	разведочная	6	06.12.2019 г.	0	630	+630
Худжум	поисковая	2	11.01.2020 г.	152	152	0
Худжум	поисковая	3	01.02.2020 г.	0	136	+136
Худжум	разведочная	4	19.12.2019 г.	0	360	+360
Шимолий Гирсан	поисковая	1	02.11.2019 г.	0	0	0
Шимолий Гирсан	поисковая	2	24.09.2019 г.	85	100	+15
Шимолий Гирсан	разведочная	4	28.07.2019 г.	0	42	+42
Шимолий Гирсан	разведочная	5	21.12.2019 г.	0	0	0
Эрназар	поисковая	1	28.09.2019 г.	60	140	+80
Эрназар	поисковая	3	29.09.2019 г.	80	161	+81
Эрназар	разведочная	4	14.08.2019 г.	0	40	+40
Эрназар	разведочная	5	07.10.2019 г.	141	220	+79
Гарбий Эрназар	поисковая	1	23.08.2019 г.	0	0	0
Гарбий Эрназар	поисковая	2	17.04.2020 г.	0	0	0
Каракара	поисковая	1	11.09.2019 г.	50	300	+250
Каракара	поисковая	2	29.02.2019 г.	0	0	0
Эшонкудук	поисковая	3	27.10.2019 г.	0	0	0
Назаркудук	поисковая	1	17.09.2019 г.	40	575	+535
Назаркудук	поисковая	2	20.11.2019 г.	0	0	0
Назаркудук	разведочная	4	25.09.2019 г.	30	987	+957
Кирккулоч	поисковая	1	01.10.2020 г.	0	0	0
Кирккулоч	разведочная	4	04.09.2020 г.	0	0	0
Аловуддин	разведочная	4	15.10.2020 г.	0	0	0
Дарахтли	поисковая	1	04.11.2020 г.	0	0	0
Дарахтли	поисковая	3	28.11.2020 г.	0	0	0
Бахористон	поисковая	1	25.11.2019 г.	0	0	0
Бобогуль	поисковая	3	18.12.2019 г.	0	0	0
Изганча	разведочная	4	21.03.2020 г.	0	0	0
Янгилик	поисковая	1	18.09.2020 г.	0	0	0
Мирбарака	поисковая	1	16.02.2020 г.	0	0	0

Таблица 2

Величины и пределы изменения геолого-физических факторов, влияющих на результаты КГРП

Кесте 2

Қышқыл гидравликалық сыну нәтижелеріне әсер ететін геологиялық-физикалық факторлардың өзгеру шамалары мен шектері

Table 2

Values and limits of changes in geological and physical factors affecting the results of the acid hydraulic fracturing

Наименование месторождения, площади	Продуктивный горизонт	Скважина	Глубина залегания горизонта, м	Эффективная газонасыщенная толщина, м	Коэффициент пористости, %	Текущее пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Количество интервалов испытания
Чигил	XV+XVa	1	3643-3810	49,5	4,6-10,9	55,0	127	9
Чигил	XV+XVa	2	3651-3820	40,2	8-14,0	55,0	125	17
Чигил	XV+XVa	4	3663-3789	49	5-10	55	127	3
Чигил	XV+XVa	5	3673-3752	11,5	5-7	55	125	3
Дивхона	XVa	2	3658-3755	34,4	7-10	30	128	4
Дивхона	XVa	3	3680-3769	43,6	6-10	30	128	4
Дивхона	XVa	4	3618-3758	66,3	6-12	30	128	6
Дивхона	XVa	6	3682-3772	5	4-6,5	30	128	3
Талимаржон	XV+XVa	1	3616-3792	47,6	6-13	45	128	13
Талимаржон	XV+XVa	2	3579-3700	25,4	7-8	45	128	4
Талимаржон	XV	4	3727-3815	8,2	6-12	43,1	128	10
Талимаржон	XV	5	3636-3730	25,5	4-6	43	128	6
Талимаржон	XV	6	3617-3720	44	3-6	43	130	5
Худжум	XV+XVa	2	3765-3885	33,2	6,5-10,8	63,8	130,5	7
Худжум	XV+XVa	3	3776-4142	90,3	3,9-7,1	63,8	130,5	1
Худжум	XV	4	3785-4090	62	5,6-11,1	63,8	130	1
Ш.Гирсан	XV+XVa	1	3630-3777	28	10-15	39	128	5
Ш.Гирсан	XV+XVa	2	3596-3739	26,5	5-13	45	128	3
Эрназар	XVa	1	3579-3657	25,7	5-10,7	51	130	3
Эрназар	XV	3	3612-3714	57,7	5-13	33	130	3
Эрназар	XV+XVa	4	3638-3707	60,4	5-12	33,9	125	6
Эрназар	XV+XVa	5	3568-3660	21,8	5-10	33,9	118	1
Г. Эрназар	XV+XVa	1	3799-4000	36,5	4-12	61,6	122	2
Г. Эрназар	XV	2	3821-3864	21	4-4,5	61,6	122	2
Каракара	XV	1	3537-3643	43,3	4-4,8	60,3	123	5
Каракара	XV	2	3576-3612	8,9	4-6	60,3	123	2
Эшонкудук	XV	3	3721-3800	27,5	4-13	66	130	1
Назаркудук	XV+XVa	1	3756-3800	27,3	8-9	45,2	130	5
Назаркудук	XV+XVa	2	3772-3877	42,3	5-11	45,2	130	2
Назаркудук	XV	4	3949-3996	15,5	3-5	45,2	135	3
Кирккулоч	XV+XVa	1	3670-3870	23,9	8,09-14,13	53,9	136	3
Кирккулоч	XV+XVa	4	3789-3873	16,4	2,22-8,06	53,9	136	5
Аловиддин	XV+ПР	4	3657-3731	24,1	4,6-7,3	44,1	128	1
Дарахтли	XV	1	3290-3327	21,1	7,39-12,32	54,0	120	5
Дарахтли	XV	3	3552-3617	28,2	3,5-4,5	56,7	116	5
Бахористон	XVHP+XVa	1	2445-2526	27,5	6-11	20	110	4
Бобогуль	XV	3	3233-3276	11,4	6-9	54	130,5	6
Изганча	XV+XVa	4	3765-3896	11,8	3-5	53,4	125	5
Янгилик	XV+XVa	1	3781-3837	11,3	3-5	62,5	128	17
Мирбарака	XV	1	2956-3024	35,1	3-6	36,3	118	3

Таблица 2 (продолжение)

Величины и пределы изменения геолого-физических факторов, влияющих на результаты КГРП

Кесте 2 (жалғасы)

Қышқыл гидравликалық сыну нәтижелеріне әсер ететін геологиялық-физикалық факторлардың өзгеру шамалары мен шектері

Table 2 (continued)

Values and limits of changes in geological and physical factors affecting the results of the acid hydraulic fracturing

Наименование месторождения, площади	Вскрытая газонасыщенная толщина горизонта при испытании, м	Расстояния нижних дыр интервала перфорации до ГВК, м	Газонасыщенность, %	Коэффициент песчанистости, доли ед.	Коэффициент расчлененности, доли ед.	Глинистость коллектора, %
Чигил	30,2	32	72-80	0,299	9	0,1-0,2
Чигил	34,8	36	53-88	0,239	9	0,02
Чигил	30,2	32	72-80	0,299	9	0,1-0,2
Чигил	5	94	72-80	0,145	3	0,1-0,2
Дивхона	27,4	34	61-86	0,344	9	0,1-0,2
Дивхона	30,1	16	76-82	0,490	14	0-0,1
Дивхона	41,3	21	63-87	0,474	13	0-0,1
Дивхона	3	5	56-79	0,055	3	0-0,1
Талимаржон	30,6	16	66-90	0,270	21	0,1
Талимаржон	6	73	65-75	0,210	12	0-34
Талимаржон	4,6	2	59-75	0,093	11	0,1-5,8
Талимаржон	12	104	59-79	0,271	7	0,1-2
Талимаржон	12,5	44	55-84	0,427	14	0,1-2,4
Худжум	18,9	6	61-79	0,255	8	2-7
Худжум	12	20	53-87	0,247	15	3,5-11
Худжум	18	25	66-81	0,192	29	0-0,05
Ш.Гирсан	28	2	54-74	0,190	5	0,1
Ш.Гирсан	8	117	51-78	0,185	7	0,1
Эрназар	12,4	35	64-85	0,329	12	0,3-3,7
Эрназар	11,9	74	63-85	0,565	32	0-3,9
Эрназар	24,8	8	62-93	0,875	23	0,4-9,8
Эрназар	21,8	26	57-94	0,237	17	0,2-6,5
Г. Эрназар	32,5	8	58-84	0,688	15	0,1-1
Г. Эрназар	9	4	46-48	0,840	3	0,1-1
Каракара	19,9	46	52-82	0,408	12	0,1-0,9
Каракара	1,9	31	69-87	0,247	7	0,04
Эшонкудук	27,5	0	69-84	0,348	7	8-40
Назаркудук	27,3	33	58-69	0,620	4	0,1
Назаркудук	42,3	51	63-87	0,402	12	0,1
Назаркудук	15,5	18	72-85	0,329	7	0,5-6,8
Кирккулоч	18,5	6,6	52-91	0,119	15	1,51-18,15
Кирккулоч	1,2	69,0	54-81	0,195	9	5,94-10,68
Аловиддин	9,4	30	53-83	0,326	8	2,3-4,2
Дарахтли	19,7	5,2	55-90	0,570	5	0,77-15,86
Дарахтли	14,0	26,0	55-90	0,434	11	0,76-10,35
Бахористон	11,6	26	54-63	0,340	8	3-36
Бобогуль	6,2	14	50-74	0,265	4	2-5
Изганча	11,8	44	51-54	0,090	6	0,4-7,4
Янгилик	8,4	8	50-73	0,201	6	0,0,07
Мирбарака	12	3	70-84	0,516	9	8-35

Продуктивные горизонты (XV и XVa), представленные сложным чередованием проницаемых и плотных известняков, залегают на глубинах от 2445 м до 3900 м.

Продуктивными в основном, являются зоны распространения био-гермных построек. Горизонт XVa вскрыт в 32-х скважинах, в том числе в 14-ти – на всю толщину горизонта.

Максимальная мощность XVa горизонта отмечена в поисковой скважине №3 Худжум (288 м), минимальная – в поисковой скважине №3 месторождения Чигил (30 м), среднее значение – 97 м. XV горизонт вскрыт во всех 42-х скважинах, в том числе в 32-х – на всю толщину горизонта. Максимальная толщина горизонта вскрыта в поисковой скважине №1 месторождения Бахористон (149 м), минимальная – в поисковой скважине №2 месторождения Чигил (20 м), составляя в среднем 60 м.

Для количественного определения эффекта от применения КГРП в настоящее время используются различные подходы, в том числе гидродинамическое моделирование, построение различных зависимостей с использованием интегральных и дифференциальных показателей эксплуатации скважин, кривые падения добычи [2, 3]. При этом независимо от применяемого подхода к определению дополнительно добытого газа за счет геолого-технического мероприятия все методы основаны на сопоставлении фактических показателей с показателями базового варианта без проведения мероприятия. Дополнительно добытый газ за счет геолого-технического мероприятия за данный интервал времени определяется как разность между фактической добычей газа и добычей газа по базовому прогнозируемому варианту. Одним из наиболее часто используемых на практике методов определения дополнительно добытого газа является построение кривых падения² [5, 6].

Рассмотрим результаты применения данного метода для определения дополнительно добытого газа за счет кислотного гидравлического разрыва пласта на газоконденсатном месторождении Эрназар, для чего по всем скважинам построены кривые падения среднесуточного дебита газа во времени. Анализ этих кривых показывает три возможных варианта определения дополнительно добытого газа:

- на работающих скважинах дополнительно добытый газ определен

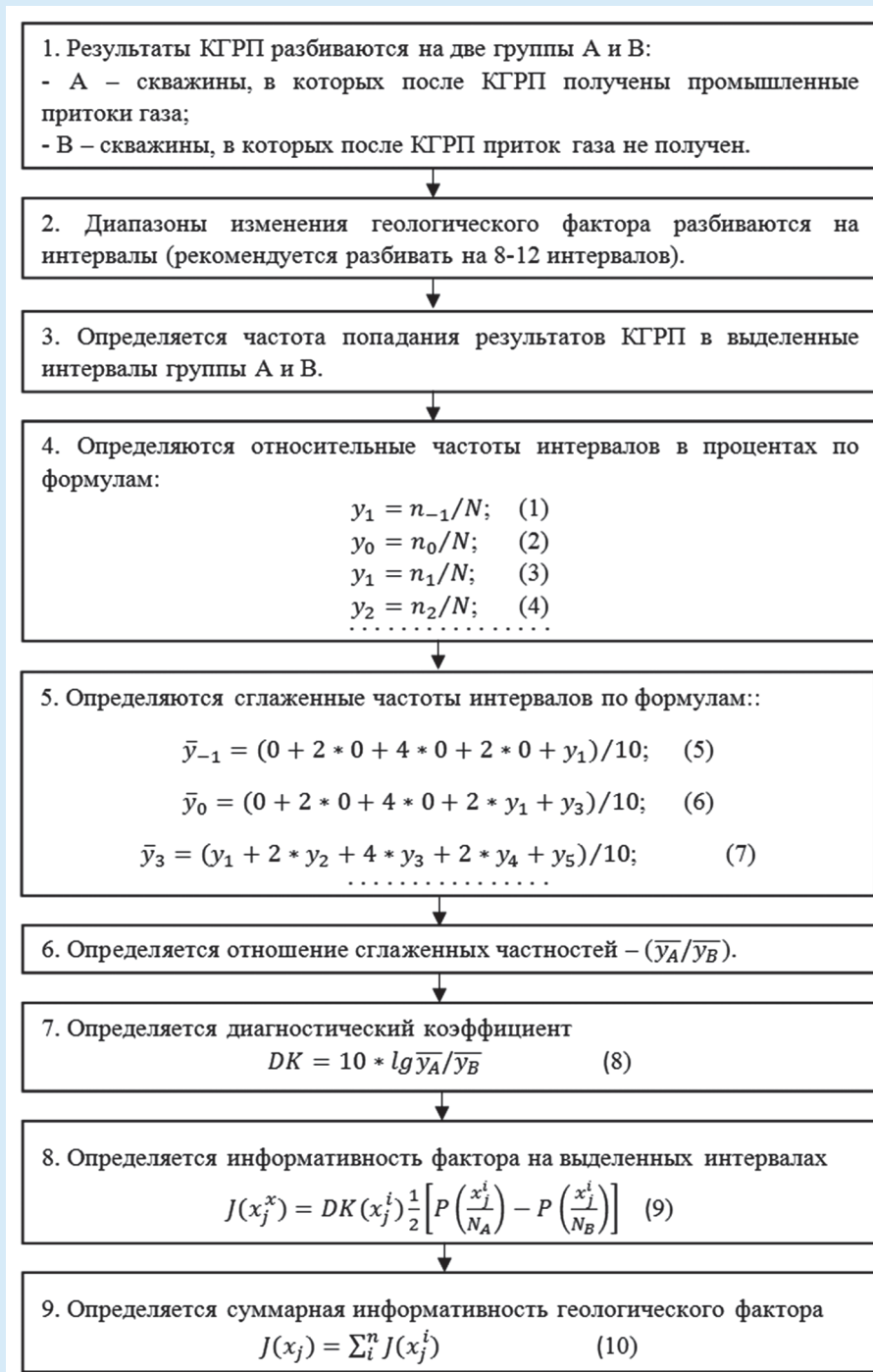


Рис. 5. Алгоритм расчета информативности геологических факторов по методике меры Кульбака.

Сурет 5. Кұлбақ өлшемі әдістемесі бойынша геологиялық факторлардың ақпараттылығын есептеу алгоритмі.

Figure 5. Algorithm for calculating the informativeness of geological factors by the method of the Kulback measure.

²Малышев Г.А. Влияние гидроразрыва пласта на работу окружающих скважин. / Тезисы докладов международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири». – Тюмень: ТюмГНГУ, 1996. – 52 с.

Таблица 3

Результаты оценки информативности геологических факторов (проведено 9 обработок)

Кесте 3

Геологиялық факторлардың ақпараттылығын бағалау нәтижелері (9 өңдеу жүргізілді)

Table 3

The results of the evaluation of the informative value of geological factors (9 treatments were carried out)

Геолого-физические факторы	Информативность	
	в баллах	в процентах
Эффективная газонасыщенная толщина горизонта	136,46	23,78
Вскрытая перфорацией эффективная газонасыщенная толщина горизонта	78,08	13,57
Пластовое давление	56,33	9,86
Коэффициент расчлененности	51,33	8,88
Глинистость коллектора	45,0	8,4
Коэффициент газонасыщенности	44,46	7,78
Коэффициент пористости	36,99	6,48
Количество перфорированных интервалов	33,84	5,92
Расстояние от газоводяного контакта до нижних дыр интервала перфорации	29,88	5,23
Степень вскрытия газонасыщенной толщины горизонта	28,4	4,87
Температура пласта	17,57	2,98
Коэффициент песчанистости	12,85	2,25
Всего	571,19	100

как разница между фактическим и прогнозным дебитом по базовому варианту (рис. 2);

- на простаивавших до КГРП скважинах весь объем отнесен к дополнительной добыче газа (рис. 3);

- на работающих скважинах, в которых после ГКРП не было увеличения добычи, то есть технологический эффект равен нулю (рис. 4).

Данный методический подход применим в условиях действующих скважин. Для условий же оценки результатов испытания, когда из многих интервалов испытания до применения КГРП притока углеводородов не получено, обычно технологический эффект оценивается сопоставлением дебитов скважин до и после проведения КГРП.

В результате проведенного анализа кривых падения установлено, что из 42-х поисковых и разведочных скважин только на 24-х КГРП оказался успешным (57,1%). При этом, 27 скважин из-за отсутствия притока газа находились в фонде ликвидированных или законсервированных, а 15 – в эксплуатации (табл. 1).

Геологические факторы, подготовленные для оценки их влияния на результаты КГРП, приведены в табл. 2.

Методы

Обобщение результатов КГРП в поисковых и разведочных скважинах основывается на статистических материалах, характеризующих течение процесса. Эти материалы, подлежащие обработке, представляют собой ряд измерений или значений определенных признаков, которые являются статистическими совокупностями. Изучение взаимосвязи этих признаков функционирования объекта непосредственно связано со статистическими методами. Существует множество статистических критериев, используемых для решения различных аспектов обработки данных, и среди этих критериев мера Кульбака имеет определенные преимущества. Основные преимущества меры Кульбака – независимость метода от системы мер и многообразие возможностей ее применения^{3, 4}.

Алгоритм расчета информативности геологических факторов по методике меры Кульбака приведен на рис. 5. Результаты расчетов по методике меры Кульбака позволяют установить информативность, т. е. степень влияния геологических факторов на результаты КГРП. Однако, данный метод не позволяет осуществлять обоснованный выбор скважин-кандидатов для эффективного применения КГРП.

Для решения этой задачи использован метод ранговой классификации. Широкое применение данного метода в нефтегазовой геологии объясняется относительной простотой и высокой эффективностью⁵ [6, 7]. Суть метода ранговой классификации заключается в следующем: по результатам расчетов меры Кульбака отбираются наиболее информативные геологические факторы, характеризующие распределение скважин после применения КГРП на эффективные и неэффективные. Весь диапазон изменения каждого геологического фактора

²Малышев Г.А. Влияние гидроразрыва пласта на работу окружающих скважин. / Тезисы докладов международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири». – Тюмень: ТюмГНГУ, 1996. – 52 с.

³Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. – М.: Недра, 1990. – 267 с.

⁴Дементьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1983. – 180 с.

⁵Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 228 с.

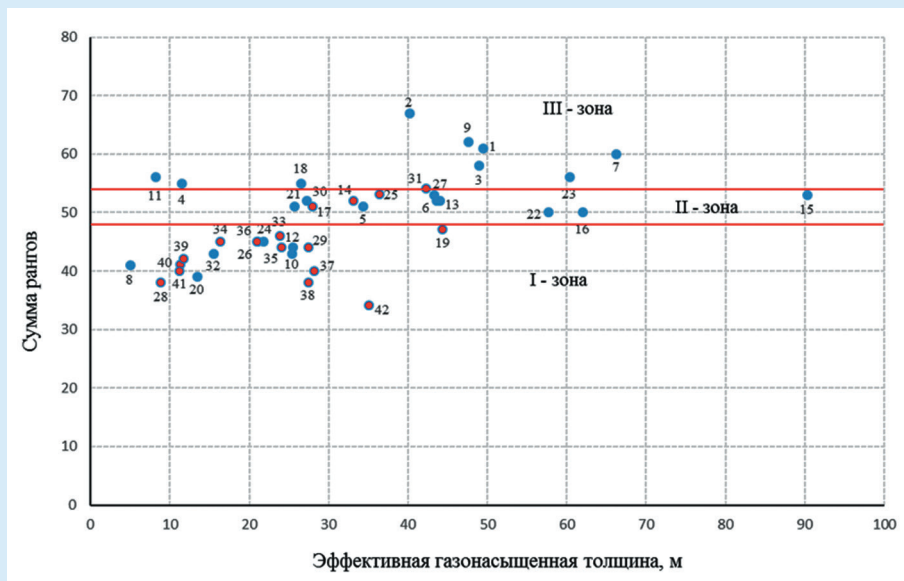


Рис. 6. Зависимость суммы рангов от эффективной газонасыщенной толщины горизонта.

Сурет 6. Дәрежелер сомасының горизонттың газбен қаныққан тиімді қалыңдығына тәуелділігі.

Figure 6. Dependence of the sum of ranks on the effective gas-saturated thickness of the horizon.

разбивают на ряд интервалов и каждому интервалу присваивают определенное число рангов. Всем значениям признаков, попавшим в данный интервал, присваивается значение ранга, соответствующее этому интервалу [11].

Функция классификации для данного объекта определяется суммированием значений рангов по всем факторам, характеризующим данный объект [11]:

$$\Phi = \sum_{i=1}^k R_{xj},$$

где Φ – суммарное значение рангов для j -го объекта (скважины);

R_{xj} – ранг x фактора j -го объекта.

Результаты и их обсуждение

Результаты оценки информативности геологических факторов на качество КГРП показывают, что наибольшее влияние оказывают параметры, характеризующие газонасыщенную толщину продуктивного горизонта (эффективная газонасыщенная толщина, вскрытая перфорацией эффективная газонасыщенная толщина, количество перфорированных интервалов, расстояние от газоводяного контакта до нижних дыр интервала перфорации), энергетическое состояние залежи (пластовое давление), фильтрационно-емкостные свойства коллекторов (коэффициент пористости,

коэффициент газонасыщенности) и неоднородность продуктивного горизонта (коэффициент расчлененности, глинистость) (табл. 3). Полученные результаты вполне согласуются с теорией притока газа к забою скважины.

Для обоснования выбора скважин-кандидатов для эффективного проведения КГРП использован метод ранговой классификации. По полученным суммарным значениям геологических факторов построена зависимость эффективной газонасыщенной толщины горизонта, вносящей наибольший вклад в качество КГРП, от суммы рангов геологических факторов (рис. 6).

В установленной зависимости выделяется три зоны: 1 – в пределах суммы рангов геологических факторов от 34 до 48, характеризующихся низкой эффективностью (из 21 КГРП только 7 оказались успешными – 33,3%); 2 – в пределах изменения суммы рангов от 48 до 54, характеризующейся относительно высокой эффективностью КГРП (из 12 КГРП 8 оказались успешными – 66,7%); 3 – сумма рангов более 54, в данной области достигнута 100%-я успешность КГРП.

Результаты, полученные на основе исследований информативности

геологических факторов и ранговой классификации позволяют сделать вывод, что на проанализированных 42-х скважинах относительно низкая успешность – 57,1% – объясняется недостаточно обоснованным выбором поисковых и разведочных скважин для применения КГРП при их испытании.

Заключение

С применением метода Кульбака установлена информативность – степень влияния геологических факторов на результаты КГРП при испытании поисковых и разведочных скважин месторождений и площадей Бешкентского прогиба. Показано, что по степени влияния на результаты КГРП геологические факторы распределяются в следующем порядке: эффективная газонасыщенная толщина (23,78%); вскрытая перфорацией эффективная газонасыщенная толщина (13,57%); пластовое давление (9,86%); коэффициент расчлененности (8,88%); глинистость коллектора (8,4%); коэффициент газонасыщенности (7,78%); коэффициент пористости (6,48%); количество перфорированных интервалов (5,92%); расстояние от газоводяного контакта до нижних дыр интервала перфорации (5,23%); степень вскрытия газонасыщенной толщины (4,87%); температура пласта (2,98%); коэффициент песчаности (2,25%).

С использованием метода ранговой классификации установлена зависимость суммарного ранга геологических факторов от эффективной газонасыщенной толщины горизонта. На полученной зависимости выделены три зоны с различной эффективностью КГРП: низкая – в пределах суммы рангов геологических факторов от 34 до 48; средняя – в пределах суммы рангов геологических факторов от 48 до 54 и высокая – при >54 ранга. Данную зависимость рекомендовано использовать для обоснования скважин-кандидатов для эффективного проведения КГРП при испытании поисковых и разведочных скважин Бешкентского прогиба и других нефтегазоносных регионов с близкими геолого-геофизическими условиями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зиновьев А.М., Птичкин П.А., Котляров С.О., Гаврюшин А.С. Геолого-техническое обоснование проведения кислотного гидроразрыва пласта в добывающих скважинах. // Нефтепромысловое дело. – М., 2020. – №4(616). – С. 17-22 (на русском языке)
2. Гуськова И.А., Захарова Е.Ф. Методики оценки и прогнозирование технологической эффективности методов ОПЗ скважин. // Бурение и нефть. – М., 2010. – №12. – С. 14-17 (на русском языке)
3. Гладков Е.А. Анализ эффективности применяемых методов интенсификации притока нефти. // Бурение и нефть. – М., 2010. – №12. – С. 29-31 (на русском языке)
4. Казаков А.А. Некоторые замечания по поводу методов оценки технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий. // Нефтяное хозяйство. – М., 1999. – №5. – С. 39-43 (на русском языке)
5. Лашкин Н.Е. Анализ экологических последствий метанового загрязнения сточных вод при гидравлическом разрыве пласта. // Аллея Науки. – 2019. – №10(37). – С. 17-21 (на русском языке)
6. Ирматов Э.К., Джалилов М.М., Шахназаров Г.А., Ким В.С. Об одном аспекте применения ранговой корреляции в анализе разработке месторождений. // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 2013. – №3. – С. 38-40 (на русском языке)
7. Колесникова С.И. Методы анализа информативности разнотипных признаков. // Вестник Томского Государственного Университета. – Томск, 2009. – №1(6). – С. 69-80 (на русском языке)

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Зиновьев А.М., Птичкин П.А., Котляров С.О., Гаврюшин А.С. Өндіруші ұңғымаларда қышқылды гидравликалық сынды жүргізудің геологиялық-техникалық негіздемесі. // Мұнай кәсіпшілігі ісі. – М., 2020. – №4(616). – Б. 17-22 (орыс тілінде)
2. Гуськова И.А., Захарова Е.Ф. Ұңғымаларды ОПЗ әдістерінің технологиялық тиімділігін бағалау және болжау әдістері. // Бұрғылау және мұнай. – М., 2010. – №12. – Б. 14-17 (орыс тілінде)
3. Гладков Е.А. Мұнай ағынын қарқындатудың қолданылатын әдістерінің тиімділігін талдау. // Бұрғылау және мұнай. – М., 2010. – №12. – Б. 29-31 (орыс тілінде)
4. Казаков А.А. Әртүрлі геологиялық-техникалық іс-шаралардың технологиялық тиімділігін бағалау әдістері бойынша кейбір ескертулер. // Мұнай шаруашылығы. – М., 1999. – №5. – Б. 39-43 (орыс тілінде)
5. Лашкин Н.Е. Гидравликалық сыну кезінде ағынды сулардың метан ластануының экологиялық салдарын талдау. // Ғылым аллеясы. – 2019. – №10(37). – Б. 17-21 (орыс тілінде)
6. Ирматов Э.К., Джалилов М.М., Шахназаров Г.А., Ким В.С. Кен орындарын игеруді талдауда дәреже корреляциясын қолданудың бір аспектісі туралы. // Өзбек мұнай және газ журналы. – Ташкент, 2013. – № 3. – Б. 38-40 (орыс тілінде)
7. Колесникова С.И. Әр түрлі белгілердің ақпараттық мазмұнын талдау әдістері. // Томск мемлекеттік университетінің хабаршысы. – Томск, 2009. – №1(6). – Б. 69-80 (орыс тілінде)

REFERENCES

1. Zinoviev A.M., Ptichkin P.A., Kotlyarov S.O., Gavryushin A.S. Geologo-texnicheskoe obosnovanie provedeniya kislotnogo gidrorazryva plasta v dobyvayushhix skvazhinax [Geological and technical justification of acid hydraulic fracturing in producing wells]. // Neftepromyslovoe delo = Oilfield business. – M., 2020. – №4 (616). – P. 17-22 (in Russian)
2. Guskova I.A., Zakharova E.F. Metodiki ocenki i prognozirovaniye texnologicheskoy e'ffektivnosti metodov OPZ skvazhin [Methods of evaluation and forecasting of technological efficiency of methods of OPZ wells // Burenie i nef't' = Drilling and oil. – M., 2010. – №12. – P. 14-17 (in Russian)
3. Gladkov E.A. Analiz e'ffektivnosti primenyaemykh metodov intensifikacii pritoka nef'ti [Analysis of the effectiveness of applied methods of intensification of oil inflow]. // Burenie i nef't' = Drilling and oil. – M., 2010. – №12. – P. 29-31 (in Russian)

4. Kazakov A.A. *Nekotorye zamechaniya po povodu metodov ocenki tekhnologicheskoy e'ffektivnosti razlichnyx geologo-tekhnicheskix meropriyatij* [Some remarks on the methods of assessing the technological efficiency of various geological and technical measures]. // *Neftyanoe xozyajstvo = Oil industry*. – M., 1999. – №5. – P. 39-43 (in Russian)
5. Lashkin N.E. *Analiz e'kologicheskix posledstvij metanovogo zagryazneniya stochnyx vod pri gidravlicheskom razryve plasta* [Analysis of environmental consequences of methane pollution of wastewater during hydraulic fracturing]. // *Alleya Nauki = Alley of Science*. – 2019. – №10(37). – P. 17-21 (in Russian)
6. Irmatov E.K., Jalilov M.M., Shakhnazarov G.A., Kim V.S. *Ob odnom aspekte primeneniya rangovoj korrelyatsii v analize razrabotke mestorozhdenij* [On one aspect of the application of rank correlation in the analysis of field development]. // *Uzbekskij zhurnal nefti i gaza = Uzbek Journal of Oil and Gas*. – Tashkent, 2013. – №3. – P. 38-40 (in Russian)
7. Kolesnikova S.I. *Metody analiza informativnosti raznotipnyx priznakov* [Methods of analyzing the informativeness of different types of signs]. // *Vestnik Tomskogo Gosudarstvennogo Universiteta = Bulletin of Tomsk State University*. – Tomsk, 2009 – №1(6). – P. 69-80 (in Russian)

Сведения об авторах:

Аззамов А.А., канд. техн. наук, ведущий специалист по разработке Иностранного предприятия «Общество с ограниченной ответственностью «Epsilon Development Company» (г. Ташкент, Узбекистан), otabek.agzamov@inbox.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6771-1286>

Аббасова С.А., д-р геол.-минерал. наук, и.о. доцента кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Ташкентского государственного технического университета им. Ислама Каримова (г. Ташкент, Узбекистан), saidakhon.abbasova@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-9571-2515>

Аззамова С.А., научный сотрудник лаборатории «Нефтегазовая геофизика» Государственного учреждения «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» (г. Ташкент, Узбекистан), agzamova.sevara@bk.ru; <https://orcid.org/0000-0001-9482-9941>

Ибрагимов Х.Р., старший преподаватель кафедры «Технология геологической и геофизической разведки» Филиала Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина в г. Ташкенте (г. Ташкент, Узбекистан), hayot.ibragimov@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-2671-3055>

Авторлар туралы мәлімет:

Аззамов А. А., техника ғылымдарының кандидаты, «Epsilon Development Company» жауапкершілігі шектеулі серіктестігі шетелдік кәсіпорнын әзірлеу жөніндегі жетекші маман (Ташкент қ., Өзбекстан)

Аббасова С.А., геология-минералогия ғылымдарының докторы, Ислам Каримов атындағы Ташкент мемлекеттік техникалық университетінің, «Мұнай және газ кен орындарын игеру және пайдалану» кафедрасының доценті міндетін атқарушы (Ташкент қ., Өзбекстан)

Аззамова С.А., «Мұнай және газ кен орындарының геологиясы және барлау институты» мемлекеттік мекемесінің, «Мұнай-газ геофизикасы» зертханасының ғылыми қызметкері (Ташкент қ., Өзбекстан)

Ибрагимов Х.Р., Ташкент қаласындағы И.М. Губкин атындағы Ресей мемлекеттік мұнай және газ университеті филиалының, «Геологиялық және геофизикалық барлау технологиясы» кафедрасының аға оқытушысы (Ташкент қ., Өзбекстан)

Information about the authors:

Agzamov A.A., Candidate of Technical Sciences, Leading Specialist in the Development of a Foreign Enterprise «Limited Liability Company «Epsilon Development Company» (Tashkent, Uzbekistan)

Abbasova S.A., Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Acting Associate Professor at the Department «Development and Operation of oil and gas fields» of the Tashkent State Technical University named after Islam Karimov (Tashkent, Uzbekistan)

Agzamova S.A., Researcher at the Laboratory «Oil and Gas Geophysics» of the State Institution «Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields» (Tashkent, Uzbekistan),

Ibragimov H.R., Senior Lecturer at the Department «Technology of Geological and Geophysical Exploration» of the Branch of the Russian State University of Oil and Gas in Tashkent named after I.M. Gubkin (Tashkent, Uzbekistan)