

УДК 622.276

## АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ ТАРАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГРП

Муратшин Д.Р.

ОАО «НПФ-Геофизика», г. Уфа  
email: myratshin@mail.ru

Гуторов Ю.А.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

**Аннотация.** В процессе эксплуатации скважин их производительность снижается. Поэтому методы искусственного воздействия на призабойную зону скважины является мощным средством повышения эффективности выработки запасов углеводородов. В связи с этим возникает необходимость в проведении дополнительных исследований и определения оптимального комплекса мероприятий.

**Ключевые слова:** гидравлический разрыв пласта, корреляционные зависимости, фильтрационно-емкостные свойства, эффективность

Палеозойско-кайнозойские отложения Тарасовского нефтяного месторождения залегают на глубине 2300-2800м. Нижняя граница отложений проводится по кровле глинистыми разностями, верхняя – глинистыми отложениями [1].

В целом, палеозойско-кайнозойские отложения представлены чередованием песчано-глинистых пород. В скважинах, в которых проводился ГРП, вскрыты пласты БП<sub>7-14</sub>.

Продуктивные пласты отложения слагаются мелкозернистыми песчаниками, доля которых составляет 74 %.

Для пород-коллекторов характерна высокая пористость, низкое содержание связанной воды и высокая проницаемость.

Коллекторные свойства таких песчаников изменяются в широких пределах от 15 до 24 %; проницаемость от 12 до 81,7 мкм<sup>2</sup>, а глинистость от 1 до 7 % [2].

Доля коллекторов пористостью выше 18 % составляет 65 %, проницаемостью более 22,5 мкм<sup>2</sup> – 59 %, а содержание глины выше 2 % - только 30 % (рис. 1).

Сопоставление приведенных данных с аналогичными свойствами коллекторов палеозойско-кайнозойские отложений показывает, что породы обладают лучшими коллекторскими свойствами, обусловленными не в последнюю очередь меньшим содержанием глинистого материала.

Суммарная средняя эффективная нефтенасыщенная толщина на 70-85 % сложена высокопористыми коллекторами. Коллекторы пласта БП<sub>14</sub> имеют широкое площадное распространение, при котором вероятность вскрытия изменяется от 95 до 100 % [3].

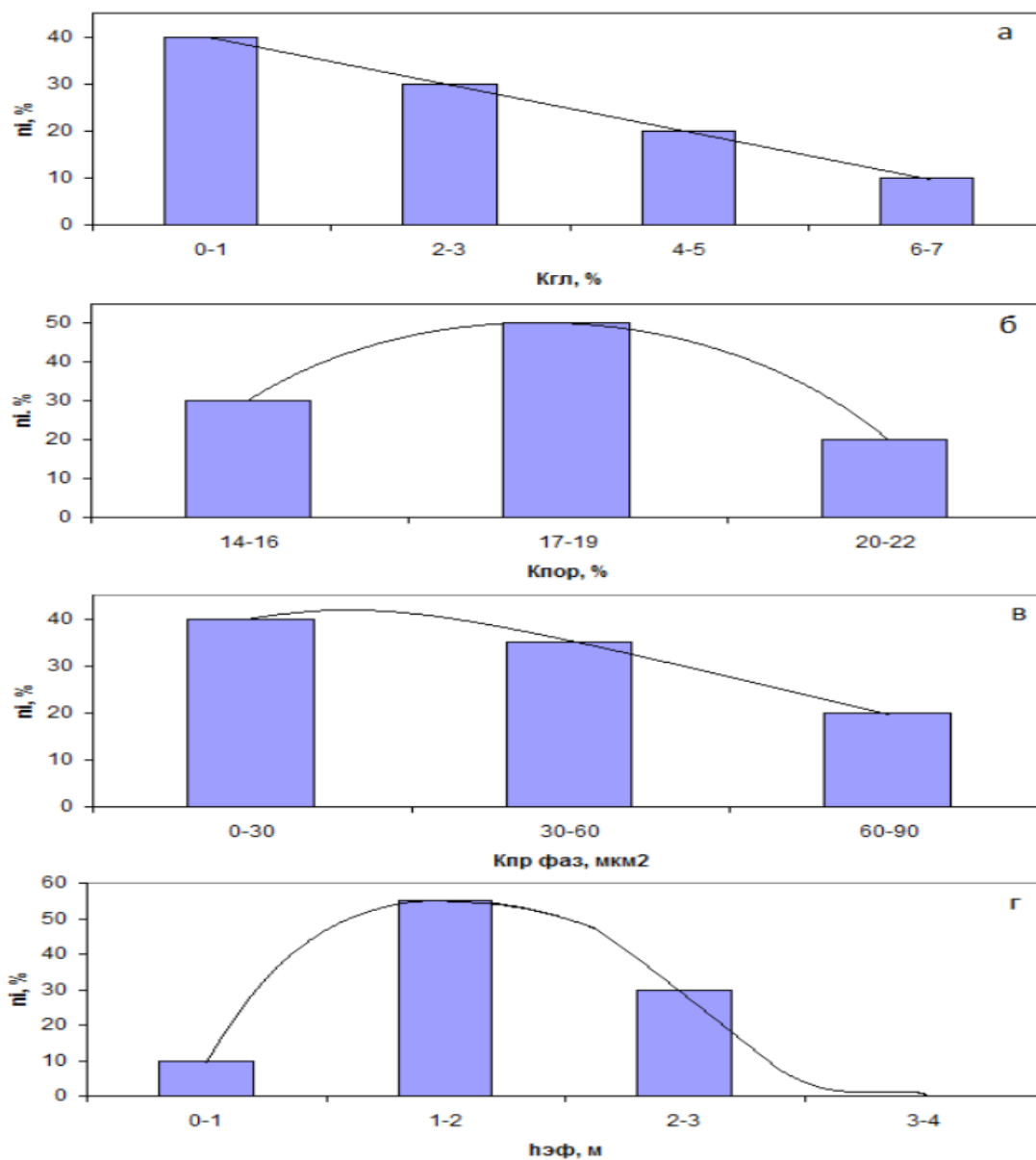


Рис. 1. Гистограммы распределения коллекторских свойств пластов пашийского горизонта:  
 а – по глинистости; б – по пористости; в – по проницаемости; г – по толщине

В нижеследующей таблице коллекторские и фильтрационно-емкостные свойства палеозойско-кайнозойских отложений – объектов ГРП представлены перфорированной толщиной ( $h_{\text{перф}}$ ), коэффициентами пористости ( $K_{\text{пор}}$ ), проницаемости ( $K_{\text{пр}}$ ), нефтенасыщенности ( $K_{\text{н}}$ ) и глинистости ( $K_{\text{гл}}$ ), количеством накопленной нефти ( $Q_{\text{н}}$ ), количеством накопленной воды ( $Q_{\text{в}}$ ), временем накопления нефти ( $t_{\text{н}}$ ), временем накопления воды ( $t_{\text{в}}$ ).

Для анализа использовались данные о коллекторских и фильтрационно-емкостных свойствах палеозойско-кайнозойские отложения и показатели технологической эффективности ГРП в нем по 10 скважинам (таблица).

Данные, представленные в таблице, были использованы для изучения корреляционных связей между технологической эффективностью ГРП и фильтрационно-емкостными и коллекторскими свойствами пластов палеозойско-кайнозойских отложений (рис. 2а, рис. 2б).

Таблица 1. Данные о коллекторских, фильтрационно-емкостных свойствах объекта ГРП и его технологической эффективности

№ скв.	$h_{\text{перф}}$ , м	$K_{\text{н}}$ , %	$K_{\text{пор}}$ , %	$K_{\text{пр}}$ , мкм <sup>2</sup>	$K_{\text{гл}}$ , %	$Q_{\text{н}}$ , т/мес	$Q_{\text{в}}$ , т/мес	$t_{\text{н}}$ , мес.	$t_{\text{в}}$ , мес.
1	24,0	61,2	16,8	13,4	3,2	318,4	410,4	49	67
2	13,0	47,7	14,9	12,4	0,7	671,9	519,7	41	51
3	12,0	72,1	17,8	15,1	1,3	412,5	534,1	39	43
4	14,0	74,3	20,2	12,5	3,7	271,4	348,5	15	15
5	16,0	65,8	16,4	14,2	3,1	378,3	605,4	21	27
6	7,0	59,2	14,6	13,8	1,2	461,5	875,1	43	54
7	21,0	63,9	16,9	11,7	1,2	583,1	464,7	34	41
8	5,0	53,1	18,5	12,9	2,1	480,7	237,8	23	24
9	12,0	58,5	16,4	12,5	3,9	215,3	718,7	55	67
10	11,0	60,6	17,2	11,2	1,8	498,3	619,8	15	17

На рис. 2а представлена статистическая (корреляционная) связь между величиной накопленной добычи нефти после ГРП ( $\Delta Q_{\text{н}}$ ) и нефтенасыщенностью коллектора: начиная с  $K_{\text{н}}$  равного 47 % наблюдается уменьшение величины накопленной добычи по мере роста начальной нефтенасыщенности коллектора.

Величина накопленной добычи по воде после ГРП ( $\Delta Q_v$ ) с ростом величины начальной нефтенасыщенности также снижается (рис. 2б).

Продолжительность эффекта после ГРП в зависимости от величины нефтенасыщенности имеет по нефти тенденцию к росту по мере увеличения начальной нефтенасыщенности (рис. 3).

Влияние значения коэффициента фазовой проницаемости по нефти на величину дополнительной добычи по нефти и воде носит обратный характер: чем больше фазовая проницаемость, тем меньше дополнительная добыча нефти и наоборот (рис. 4 а, б).

Полученная нами статистическая (корреляционная) зависимость между величиной накопленной дополнительной добычи нефти ( $\Delta Q_n$ ) и воды ( $\Delta Q_v$ ) после ГРП и значениями глинистости палеозойско-кайнозойских отложений показывает, что с ростом содержания глинистости в коллекторе дополнительная добыча по нефти и по воде неуклонно снижается.

Учитывая характер полученных зависимостей, приведенных на рис. 4-5, можно предположить, что влияние глинистости на проницаемость порового пространства незначительно.

Из графиков, представляющих корреляционно-статистическую связь между продолжительностью эффекта от ГРП и величиной глинистости, а так же величиной пористости коллектора (рис. 6, рис. 7) следует: продолжительность эффекта с ростом глинистости и пористости снижается, что не противоречит полученным зависимостям, приведенным на рис. 4-5. Для Тарасовского месторождения коэффициент корреляции равен 0,72, то есть значение коэффициента корреляции превышает 0,6. Следовательно, существует связь между продолжительностью эффекта после ГРП и величиной пористости коллектора.

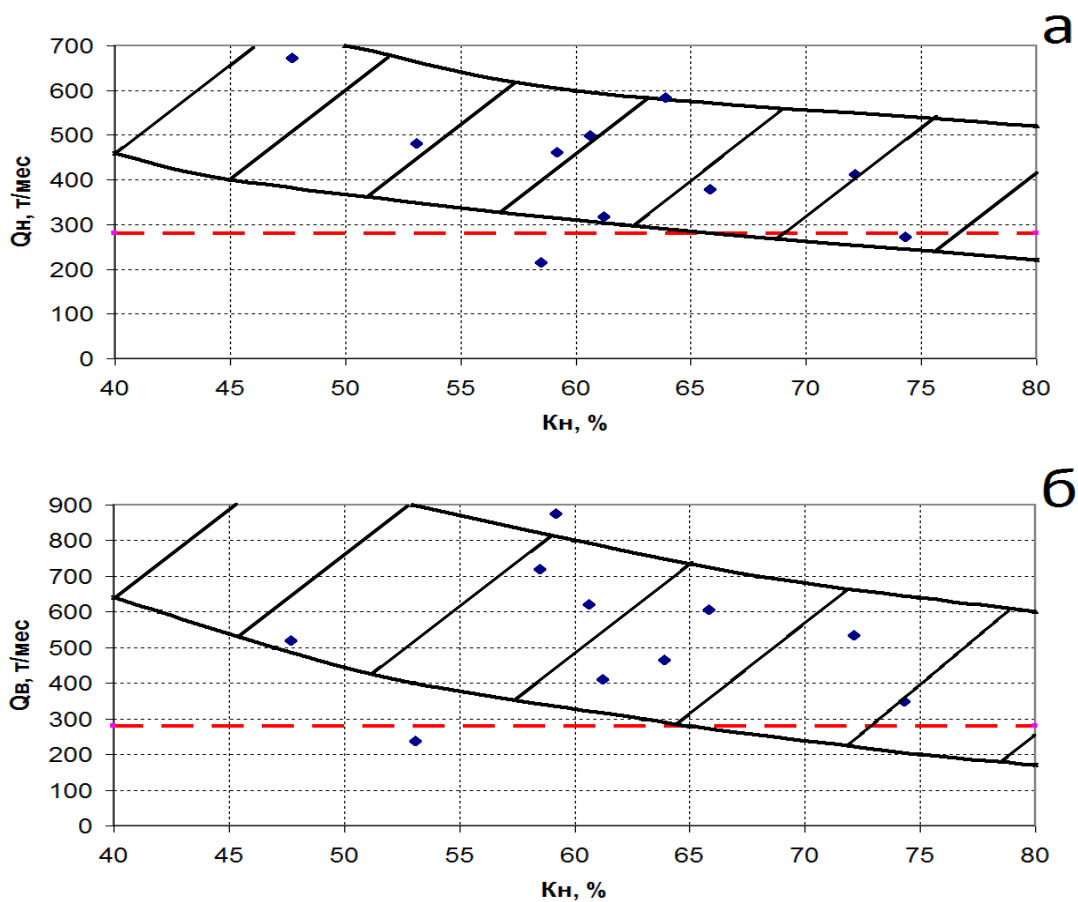


Рис. 2. Корреляционная зависимость величины технологического эффекта после ГРП от коэффициента нефтенасыщенности:

а – добыча нефти; б – добыча воды

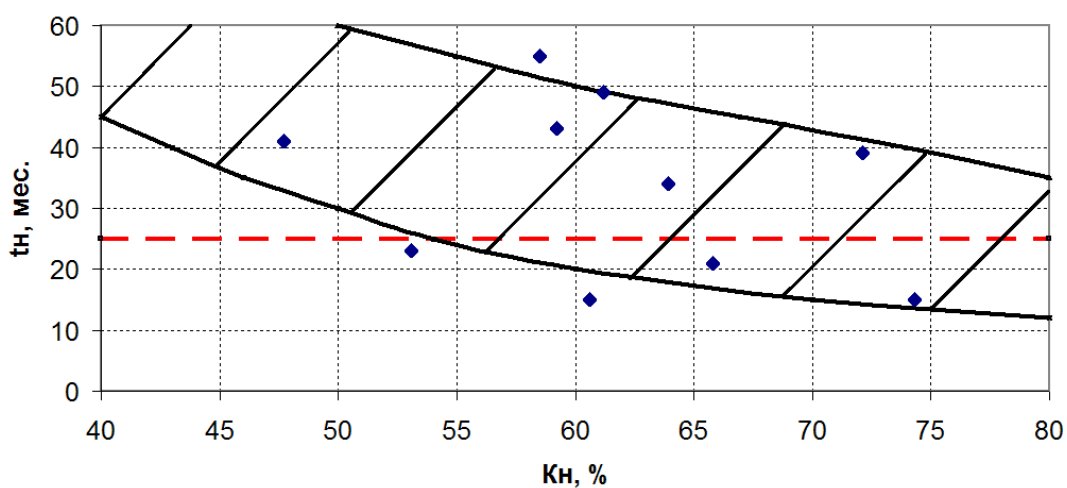


Рис. 3 Корреляционная зависимость между продолжительностью технологического эффекта и величиной нефтенасыщенности коллектора

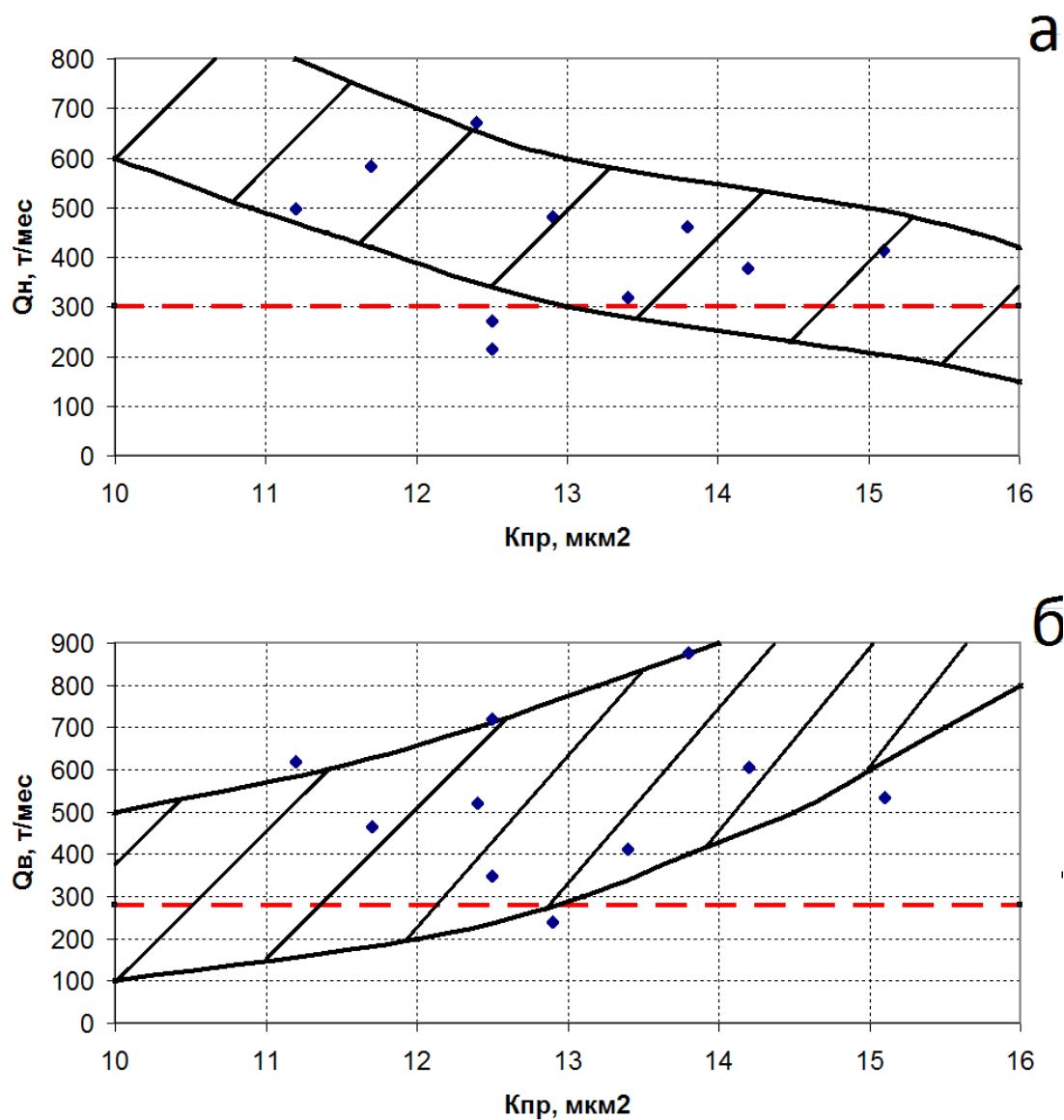


Рис. 4. Корреляционная зависимость между величиной технологического эффекта после ГРП фазовой проницаемостью по нефти:  
а – добыча нефти; б – добыча воды

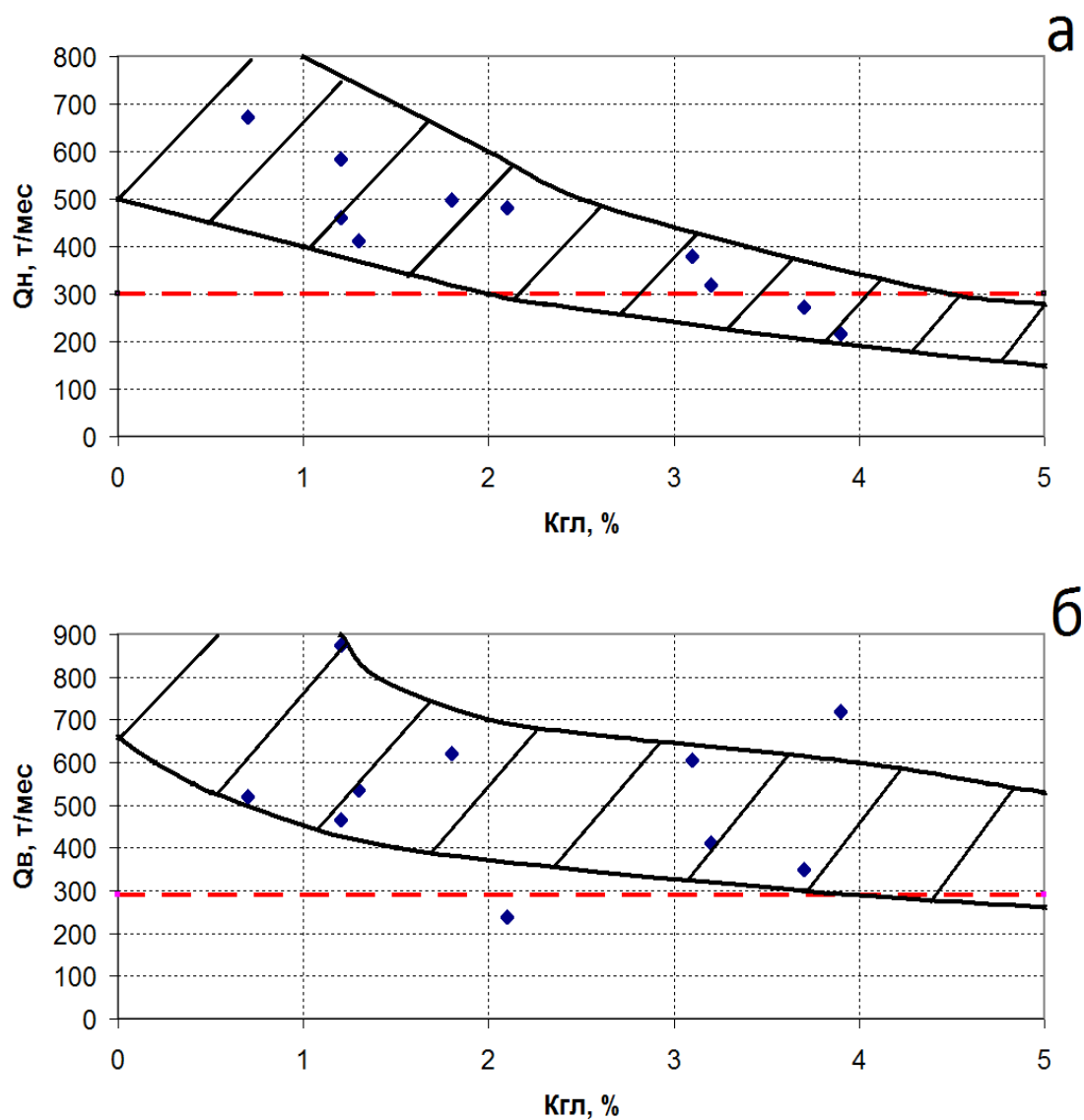


Рис. 5. Корреляционная зависимость величины технологического эффекта при ГРП от содержания глины в коллекторе:  
а – для добычи по нефти; б – для добычи по воде

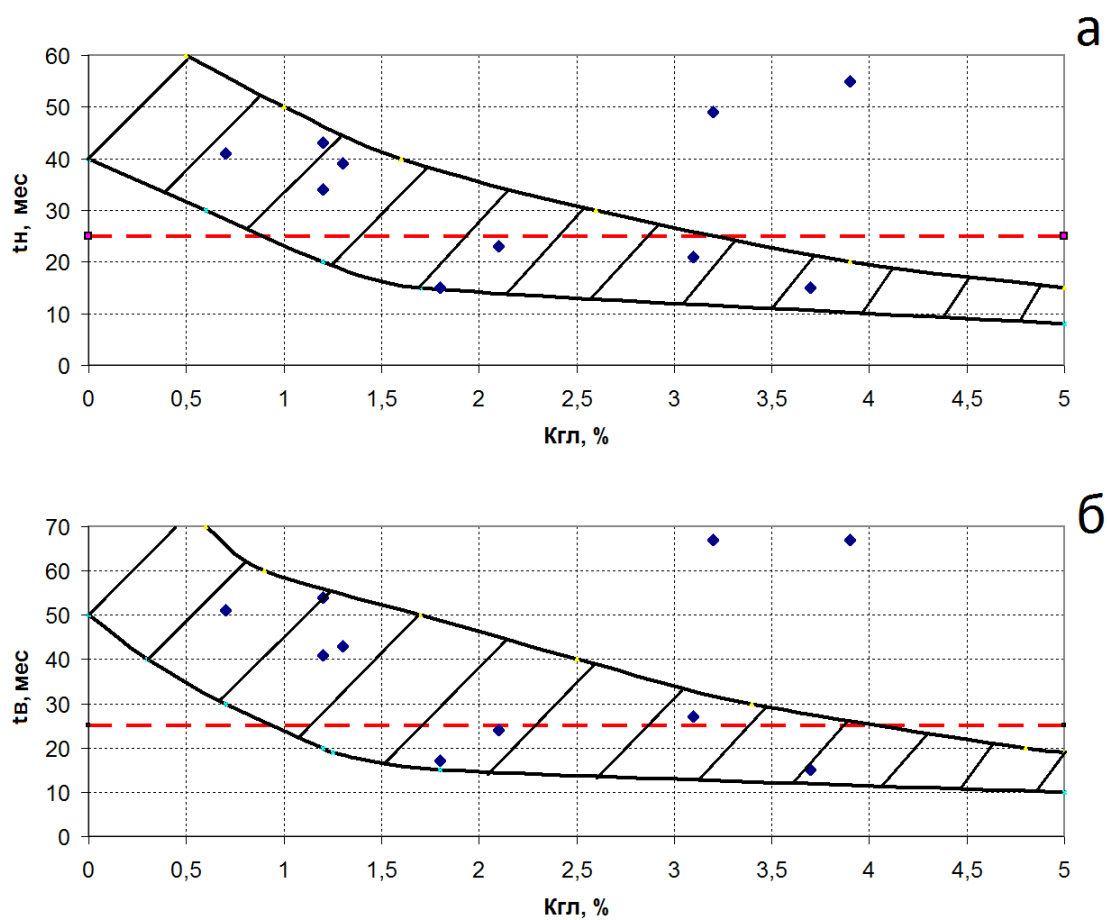


Рис. 6. Корреляционная зависимость продолжительности эффекта ГРП от содержания глинистого материала в коллекторе:

а – добыча нефти; б – добыча воды.



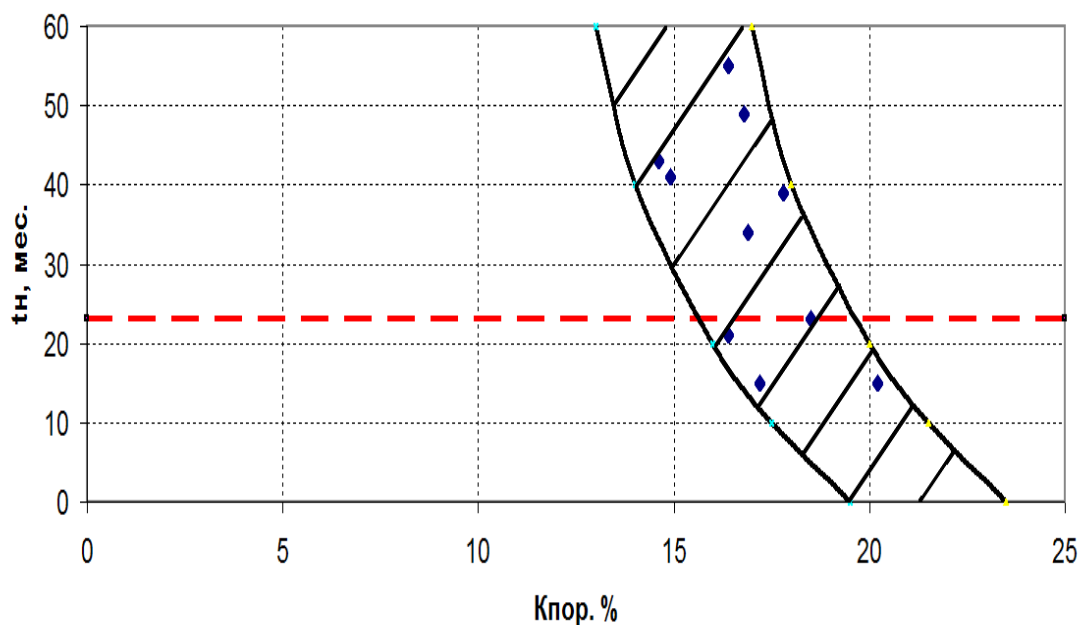


Рис. 7. Корреляционная связь между продолжительностью эффекта после ГРП и величиной пористости коллектора.

Детально проанализировав полученные зависимости можно сделать следующие выводы:

1. Коллекторы палеозойско-кайнозойских отложений обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами: жидкость разрыва активно фильтруется в их поровое пространство, создавая вблизи стенки трещины протяженную зону кольматации. Чем выше пористость и проницаемость коллектора, тем глубже протяженная зона кольматации.

2. Существенное влияние на технологическую эффективность ГРП оказывает проницаемость коллектора, с ростом которой наблюдается уменьшение величины дополнительной добычи нефти, что, по-видимому, связано с фильтрацией жидкости разрыва в поровое пространство пласта.

3. Влияние глинистости в коллекторе сводится к уменьшению его проницаемости по мере роста содержания глинистого материала в скелете горной породы и соответственно – к снижению возможности фильтрации жидкости разрыва в поровое пространство пласта.

4. Очевидно, что решить проблему увеличения эффективности ГРП в высокопроницаемых пластах можно за счет изменения реологических свойств жидкости разрыва путем снижения ее способности фильтроваться в поровое пространство пласта.

### Литература

1. Алиев И.М., Аржевский Г.А., Григоренко Ю.Н. и др. Нефтегазоносные провинции СССР. Справочник. Москва: Недра, 1983. 272 с.
2. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород по разработке месторождений углеводородного сырья. Москва: Недра, 2007. 468 с.
3. Зейгман Ю.В., Шамаев Г.А. Справочник нефтяника. 2-е изд., доп. и перераб. Уфа: Тау, 2005. 272 с.

**ANALYSIS OF INFLUENCE RESERVOIR PROPERTIES  
OF THE TARASOVSKOYE OIL FIELD  
ON HYDRAULIC FRACTURING EFFICIENCY**

D.R. Muratshin

*"NPF-Geophysics" JSC, Ufa, Russia*

*email: myratshin@mail.ru*

Yu.A. Gutorov

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

**Abstract.** *In process of the usages of the bore holes their capacity it falls. So methods of the artificial influence on well bottom zone of the bore hole is a powerful facility of increasing to efficiency of the production spare hydrocarbon. In connection with than appears need in undertaking the additional studies and determinations of the optimum complex action.*

**Keywords:** *hydraulic fracturing, correlation dependence, reservoir properties, efficiency*

**References**

1. Aliev I.M., Arzhevskii G.A., Grigorenko Yu.N. et al. (Oil and gas provinces of the USSR. Reference). Moscow: Nedra, 1983. 272 p.
2. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G. Mekhanika gornykh porod po razrabotke mestorozhenii uglevodorodnogo syr'ya (Rock mechanics in hydrocarbon fields development). Moscow: Nedra, 2007. 468 p.
3. Zeigman Yu.V., Shamaev G.A. Spravochnik neftyanika. 2-e izd., dop. i pererab (Petroleum engineering handbook. 2nd