

УДК 622.276

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ С УЧЕТОМ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПОРОД ТАРАСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Муратшин Д.Р.

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

***Аннотация.** В процессе эксплуатации производительность скважин, как правило, снижается по целому ряду причин. Поэтому методы искусственного воздействия на призабойную зону скважины (ПЗС) (подбор жидкости разрыва пласта, поддержание пластового давления и выбор жидкости для закачки в пласт), являются мощным средством повышения эффективности выработки запасов углеводородов. На северной и центральной части Тарасовского месторождения для повышения производительности скважин применяется гидравлический разрыв пласта (ГРП), повышающий проницаемость обрабатываемой области ПЗС.*

***Ключевые слова:** гидравлический разрыв пласта, ГРП, гель, моделирование, призабойная зона скважины (ПЗС), Тарасовское месторождение, поддержка пластового давления (ППД)*

Сущность метода ГРП заключается в создании искусственных и расширении естественных трещин.

Однако, не все методы одинаково эффективны. Наблюдения за ГРП на данном месторождении привели к необходимости определения причины неэффективности ГРП на северной части Тарасовского месторождения.

В процессе наблюдений за скважинами на данной территории были выдвинуты гипотезы неэффективности ГРП:

- большой рост трещины ГРП в высоту на северной части месторождения;
- засорение пласта жидкостями ГРП жидкости ГРП на водной основе засоряют пласт больше чем жидкости ГРП на нефтяной основе;
- набухаемость глин на северной части месторождения;
- несовместимость закачиваемой и пластовой воды (солеотложения);
- более низкие значения проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины на северной части месторождения.

Были проведены:

### **1. Исследования керна на механические свойства:**

- определение динамического и статического модуля Юнга;
- определение динамического и статического коэффициента Пуассона;
- определение динамического и статического коэффициента сжимаемости;
- определение предела прочности горных пород;
- определение плотности горных пород.

## 2. Литолого-петрографические исследования керна:

- ситовый гранулометрический анализ;
- рентгенофазовый анализ;
- определение коллекторских и петрофизических свойств породы.

Исследования проводились на образцах керна со скважин № 164 и № 444 (рис. 1).

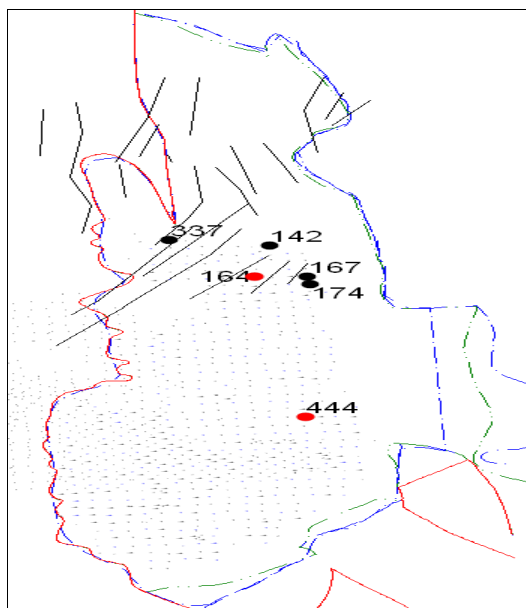


Рис. 1. Карта-схема расположения исследуемых скважин на Тарасовском месторождении

## 3. Фильтрационные исследования

– Определение влияния вод системы поддержки пластового давления (далее ППД) на проницаемость коллектора.

Для фильтрационных исследований дегазированные пробы нефти были отобраны со скважин №№ 142, 167, 337. Пробы пластовой воды были отобраны со скважины № 174, так же вода была отобрана с КНС-4 и с солерастворного узла. Для исследований были использованы образцы керна со скважины № 164.

– Определение коэффициента восстановления проницаемости после фильтрации гелей ГРП выполнены для следующих типов жидкостей ГРП:

- линейный гель на водной основе;
- сшитый гель на водной основе без брекера;
- сшитый гель на водной основе с брекером;
- сшитый гель на дизельной основе с брекером.

**Определение динамического и статического модуля Юнга (рис. 2):**

$$E = d\sigma/d\varepsilon,$$

где  $\sigma$  – напряжение;

$\varepsilon$  – продольная деформация образца.

$$\sigma = F/S,$$

где  $F$  – нагрузка;

$S$  – площадь поперечного сечения образца.

$$\varepsilon = \Delta H/H_0,$$

где  $\Delta H$  – изменение высоты образца;

$H_0$  – первоначальная высота образца.

**Определение динамического и статического коэффициента Пуассона (рис. 2):**

$\varepsilon_1$  – поперечная деформация образца:

$$\varepsilon_1 = \Delta R/R,$$

где  $\Delta R$  – изменение радиуса образца;

$R$  – первоначальный радиус образца.

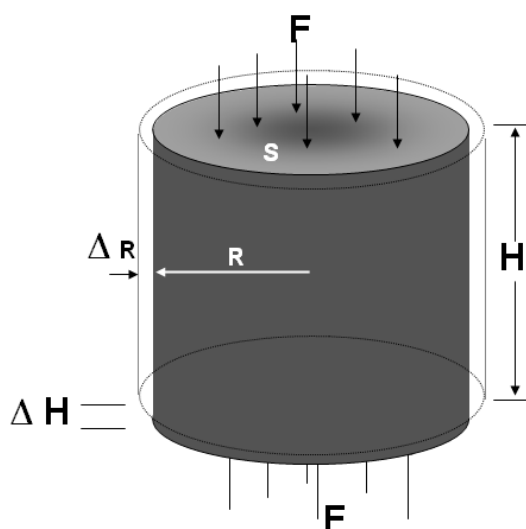


Рис. 2. Факторы, формирующие модуль Юнга и коэффициент Пуассона

По результатам данных геомеханических исследований были построены профили модуля Юнга, коэффициента Пуассона, горизонтальных напряжений и плотности.

На основе полученных данных было произведено моделирование геометрии трещин ГРП по скважинам № 164 и № 444 (рис. 7).

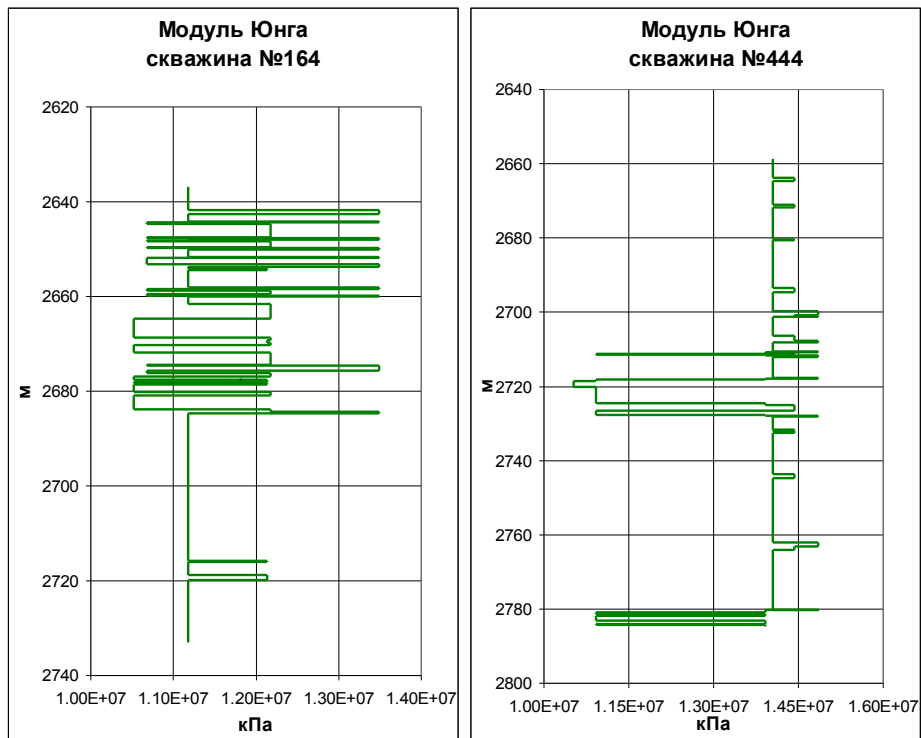


Рис. 3. Модуль Юнга скважин № 164 и № 444

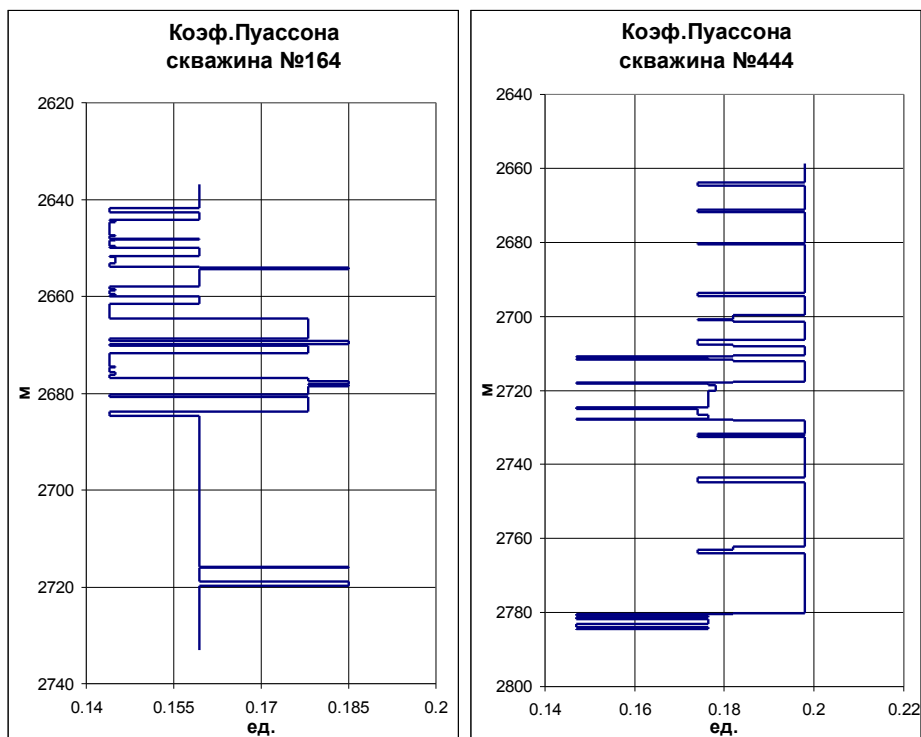


Рис. 4. Коэффициент Пуассона скважин № 164 и № 444

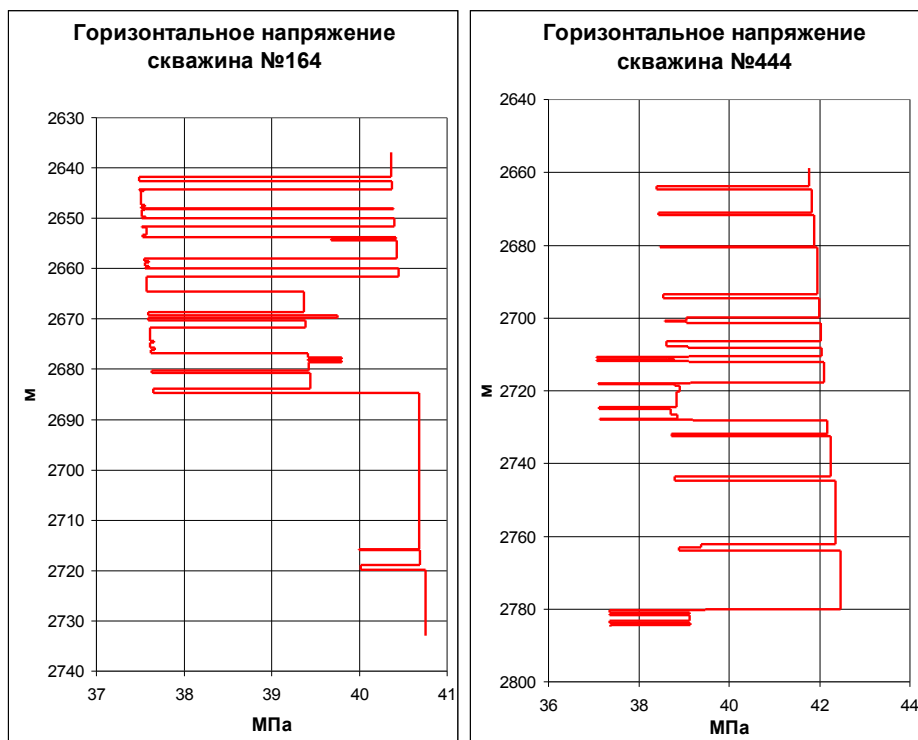


Рис. 5. Горизонтальные напряжения скважин № 164 и № 444

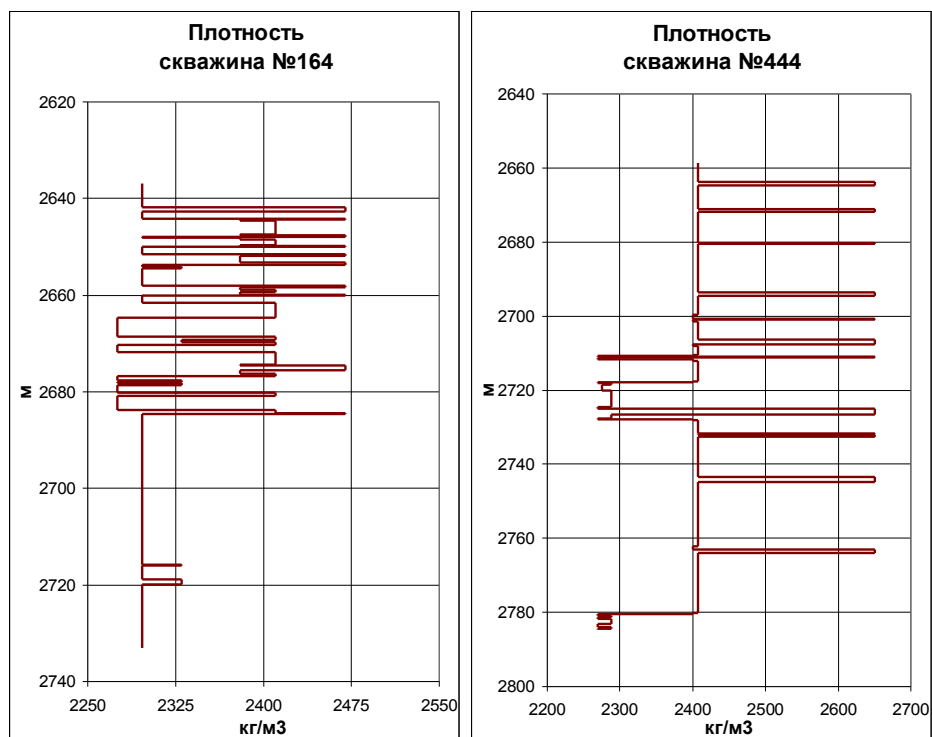


Рис. 6. Плотность горных пород скважин № 164 и № 444

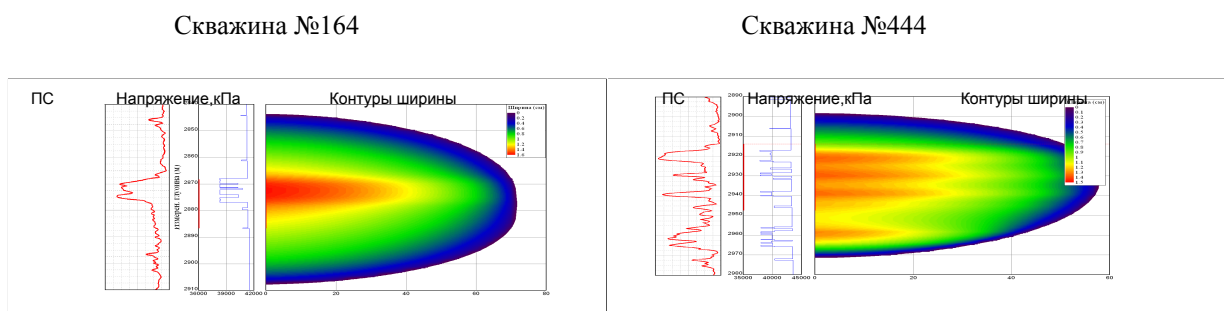
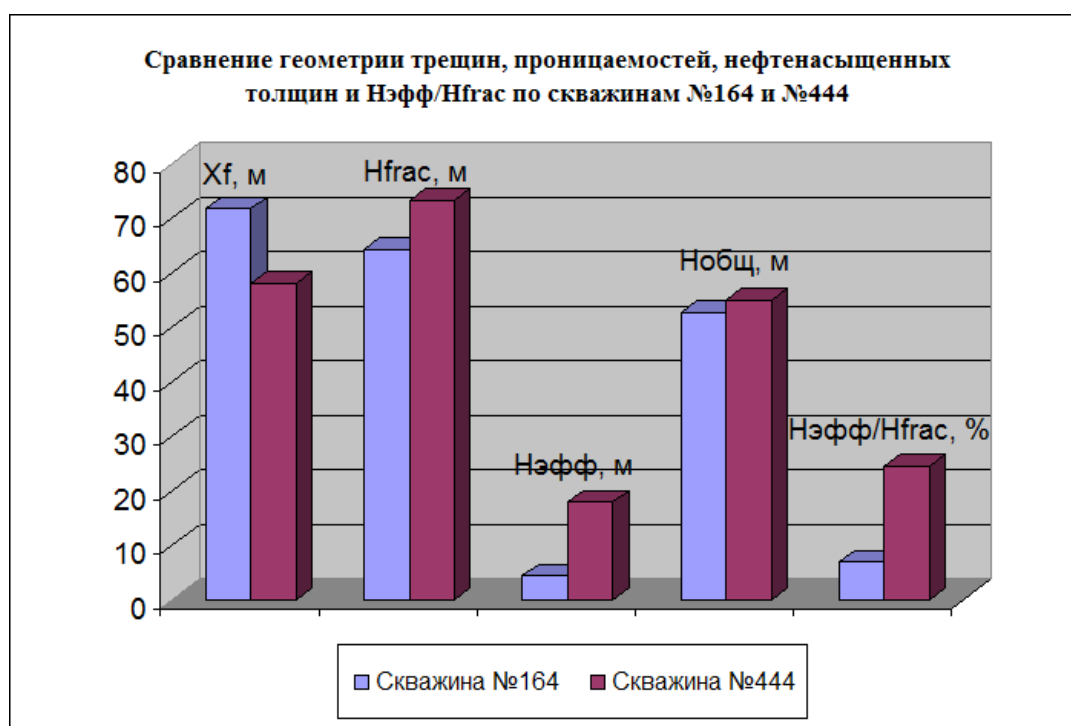


Рис. 7. Моделирование геометрии трещин ГРП по скважинам № 164 и № 444

Из рис. 7 видно, что в скважине № 444 произошло более эффективное размещение проппанта. Для моделирования трещины ГРП был использован стандартный дизайн 36 т ГРП скважины. При моделировании были использованы результаты прямых измерений на образцах керна (модуль Юнга, коэффициент Пуассона).

Согласно моделям геометрии трещин ГРП по скважинам № 164 и № 444 составили таблицу и гистограмму сравнение геометрии трещин, проницаемостей, нефтенасыщенных толщин и  $H_{эфф}/H_{frac}$  по скважинам № 164 и № 444.



Гистограмма 1. Сравнение геометрии трещин, проницаемостей, нефтенасыщенных толщин и  $H_{эфф}/H_{frac}$  по скважинам № 164 и № 444

Таблица 1. Сравнение геометрии трещин, нефтенасыщенных толщин и  $H_{эфф}/H_{frac}$  по скважинам № 164 и № 444

	Скважина №164	Скважина №444
Xf, м	71,74	58,08
Hfrac, м	64,27	73,22
Hэфф, м	4,4	17,9
Hобщ, м	52,7	55
Hэфф/Hfrac, %	6,85	24,45

В данной таблице:

Xf – длина трещины;

Hfrac – ширина разрыва пласта;

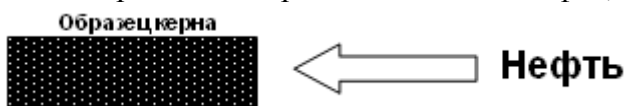
Hэфф – эффективная толщина разрыва пласта;

Hобщ – эффективная ширина разрыва пласта;

Hэфф/Hfrac – процентное соотношение эффективной толщины разрыва пласта к ширине разрыва пласта.

#### Методика исследования по определению коэффициента восстановления проницаемости

1. Подготовка образцов керна
2. Определение проницаемости по нефти,  $k_1$



3. Закачка геля ГРП



4. Определение остаточной проницаемости по нефти,  $k_2$



5. Расчет коэффициента восстановления

$$K_v = k_2/k_1.$$

Были определены коэффициенты восстановления проницаемости после фильтрации 4 типов гелей ГРП (табл. 2)

Таблица 2. Коэффициенты восстановления проницаемости после фильтрации 4 типов гелей ГРП

№ опыта	Индекс пористой среды	Проницаемость пористых сред мкм <sup>2</sup>			Объем закачанной жидкости ГРП, см <sup>3</sup>	Проницаемость по нефти (фазовая) на заключительной стадии опыта, мкм <sup>2</sup> .			Жидкость ГРП	Коэффициент восстановления проницаемости по нефти, доли единиц		
		по воздуху	по керосину (фазовая) при связанной воде	по нефти (фазовая) при связанной воде		при Q=1 см <sup>3</sup> /час	при Q=5 см <sup>3</sup> /час	при Q=15 см <sup>3</sup> /час		при Q=1 см <sup>3</sup> /час	при Q=5 см <sup>3</sup> /час	при Q=15 см <sup>3</sup> /час
1	T1	0,0199	0,0126	0,01172	4,48	0,00047	0,00090	0,00370	Линейный на водной основе	0,040	0,076	0,316
2	T2	0,0188	0,0124	0,01105	2,11	0,00153	0,00343	0,00781	Сшитый на водной основе без брейкера	0,138	0,310	0,707
3	T3	0,0249	0,0167	0,01293	16,54	0,00100	0,00297	0,00460	Сшитый на водной основе с брейкером	0,077	0,230	0,355
4	T4	0,0194	0,0131	0,01198	12,64	0,00059	0,00079	0,00097	Сшитый на нефтяной основе с брейкером	0,050	0,066	0,081

Из таблицы следует:

- жидкости ГРП могут снижать проницаемость зоны их проникновения до 20 раз;
- сшитый гель на водной основе без брейкера меньше всего проникает в пласт и, соответственно, более засоряет трещину;
- в экспериментах 1, 3 и 4 значения коэффициента восстановления проницаемости сопоставимы;
- предположительно, в экспериментах 1, 3 и 4 пласт засоряется больше, но «чище» трещина ГРП;
- скорости фильтрации при расходах выше 1 см<sup>3</sup>/час достаточно высоки и в реальных условиях трещины ГРП практически недостижимы;
- при расчетах следует принимать значения коэффициента восстановления проницаемости по нефти, полученные при минимальной скорости (Q = 1 см<sup>3</sup>/час).



Были проведены наблюдения за изменением значения проницаемости при использовании в закачку системы ППД пластовой воды, воды с КНС, воды с КНС с добавлением 5 % KCl и 0,5 % HCl.

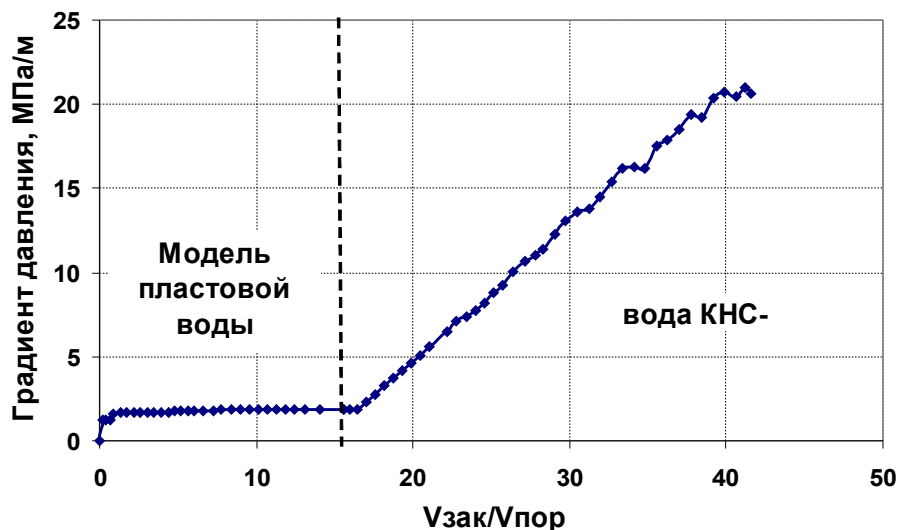


Рис. 8. Изменение значения проницаемости при использовании в закачку системы ППД пластовой воды и воды с КНС

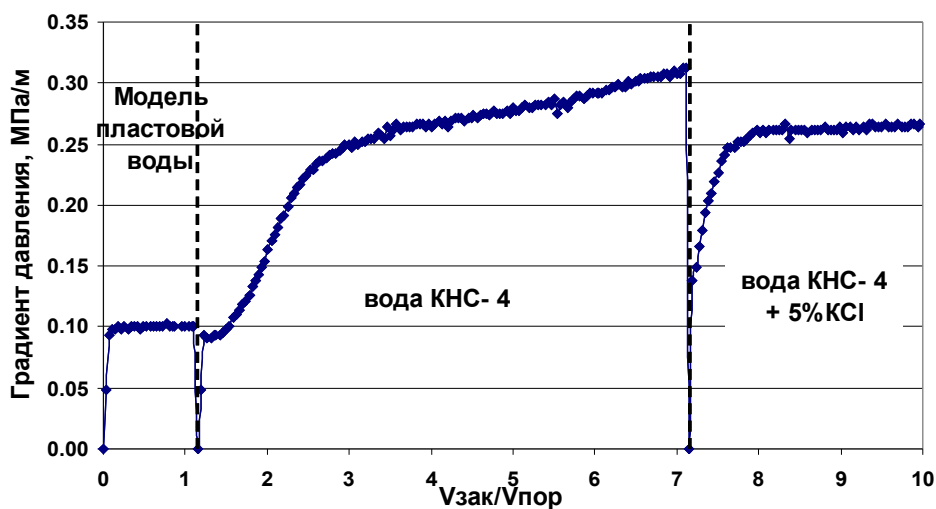


Рис. 9. Изменение значения проницаемости при использовании в закачку системы ППД воды с КНС-4 и воды с КНС-4 + 5 % KCl

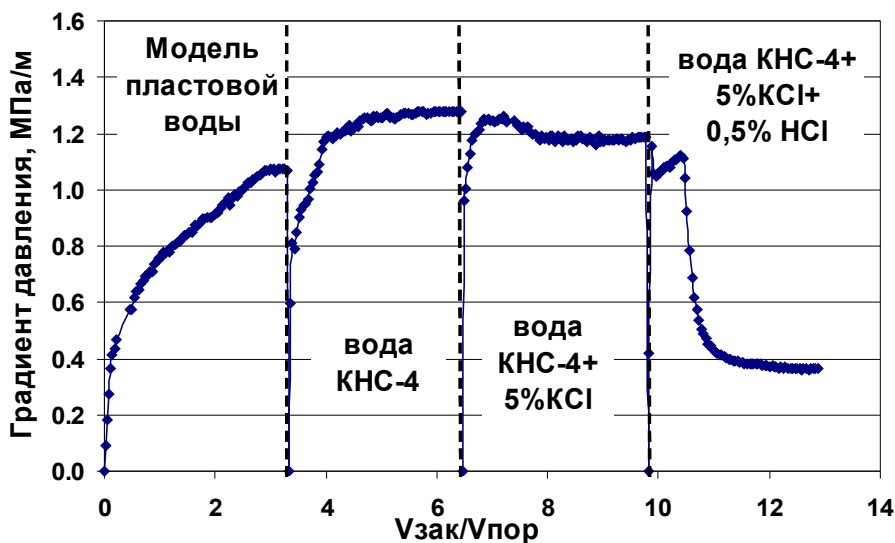


Рис. 10. Изменение значения проницаемости при использовании в закачку системы ППД воды с КНС-4, воды с КНС-4 + 5 % КСІ и воды с КНС-4 + 5 % КСІ + 0,5 % НСІ

Из графиков следует:

- проницаемость коллектора сильно чувствительна к воде системы ППД;
- при добавлении 5 % КСІ увеличивается проницаемость коллектора (снижается набухаемость глин). Из-за набухаемости глин проницаемость уменьшается на 7 %;
- при добавлении 5 % КСІ и 0,5 % НСІ наблюдается значительное увеличение проницаемости (растворятся соли). Из-за выпадения солей проницаемость уменьшается на 70 %;
- в проектной документации упоминания про набухаемость глин и выпадение солей нет.

### Анализ скважин ППД

Для сравнения средней приемистости, расчетного забойного давления и давления на устье для скважин ППД северной и центральной части Тарасовского месторождения были исследованы 24 скважины (рис. 11).

Составим гистограмму приемистости, расчетного давления и давления на устье скважин по средним значениям величин (гистограмма 2).

На гистограмме 2 видим, что приемистость и расчетные забойные давления сопоставимы на северной и центральной части месторождения, что не согласуется с результатами проведенных исследований.

Возможные причины:

- некорректные данные закачки;
- скважины ППД работают в режиме авто-ГРП.

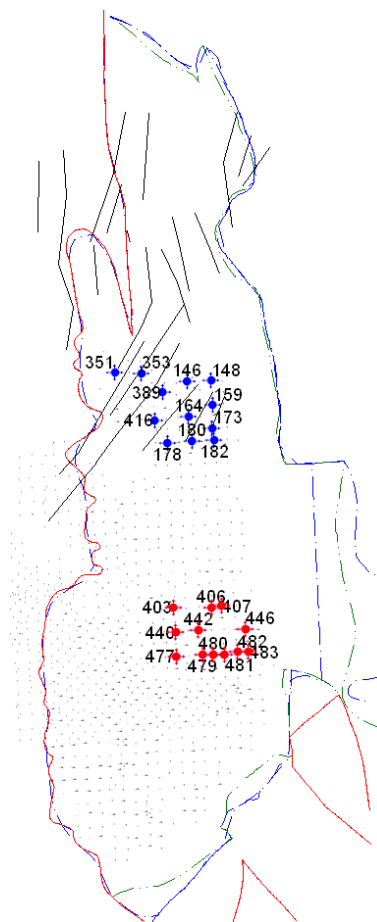
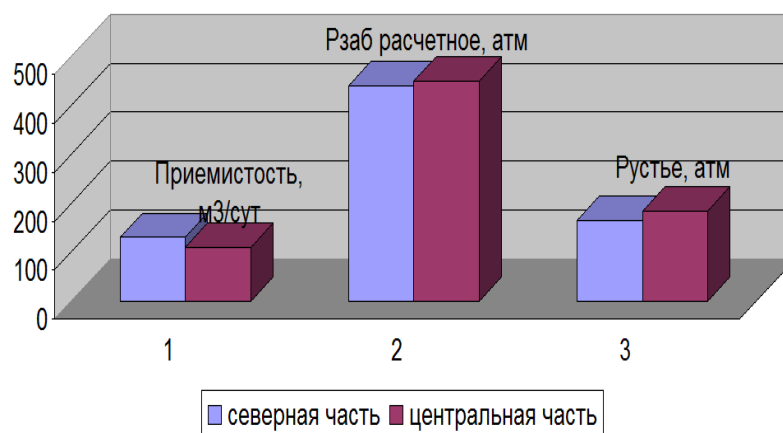


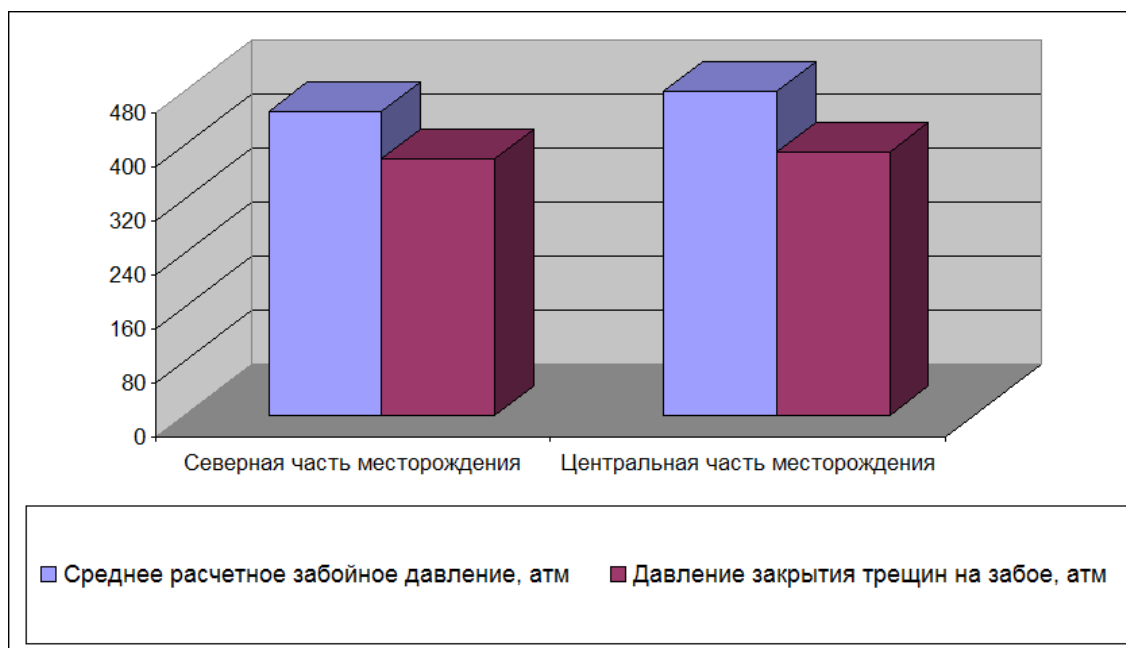
Рис. 11 Скважины ППД северной и центральной части Тарасовского месторождения

**Приемистость, расчетное забойное давление, давление на устье скважины ППД северной и центральной части Тарасовского месторождения**



Гистограмма 2. Приемистость, расчетное давление и давление на устье скважин по средним значениям величин

### Режим авто-ГРП



Гистограмма 3. Сравнение среднего забойного давления и давления закрытия трещины для северной и центральной части Тарасовского месторождения.

$$P_{\text{закачки}} > P_{\text{закрытия трещины}} \implies \text{Авто ГРП}$$

Набухаемость глин не оказывает заметного влияния на приемистость скважин в режиме Авто ГРП.

#### **Анализ ГРП с использованием жидкости разрыва на водной и нефтяной основе:**

- в анализе участвовало 74 ГРП на водной основе и 3 ГРП на нефтяной основе (рис. 13);
- приросты по нефти для скважин с ГРП на водной и нефтяной основе сопоставимы, что подтверждается исследованиями по определению коэффициента восстановления проницаемости;
- в анализе участвовало 74 ГРП на водной основе и 3 ГРП на нефтяной основе;
- преимущество ГРП на нефтяной основе по данным добычи – не выявлено.

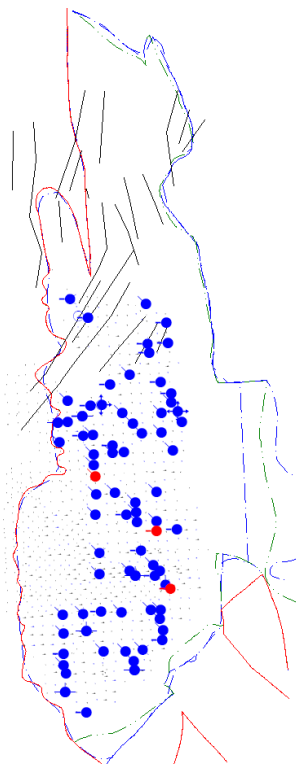
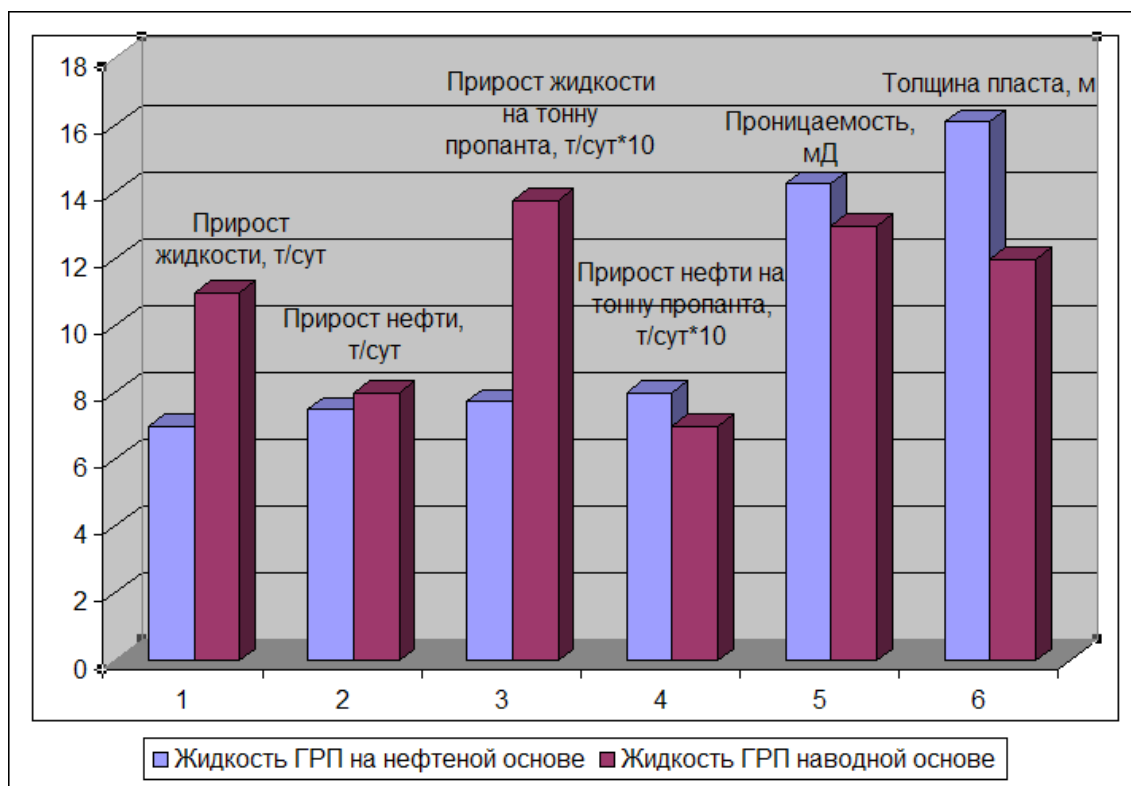


Рис. 12. Карта размещения скважин ГРП на водной и нефтяной основе на северной и центральной части месторождения



Гистограмма 4. Анализ ГРП на нефтяной и водной основе на северной и центральной части месторождения

### Общий скин-фактор

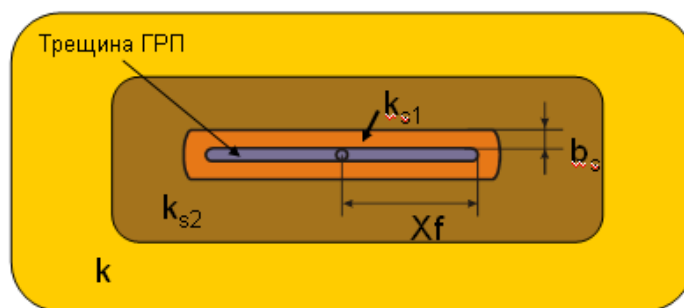


Рис. 13. Общий скин-фактор:

$k$  – проницаемость пласта;  
 $k_{s1}$  – проницаемость загрязненная гелями ГРП;  
 $k_{s2}$  – проницаемость в зоне набухания глин и выпадения солей.

$$S_{\text{общий}} = S_{\text{грп}} + S_{\text{fs1}} + S_{\text{fs2}},$$

где  $S_{\text{грп}}$  – скин-фактор от ГРП;

$S_{\text{fs1}}$  – дополнительный скин-фактор от загрязнения ПЗП гелями ГРП;

$S_{\text{fs2}}$  – дополнительный скин-фактор из-за набухаемости глин пласта и выпадения солей.

По [M.J. Economides. Reservoir Stimulation]:

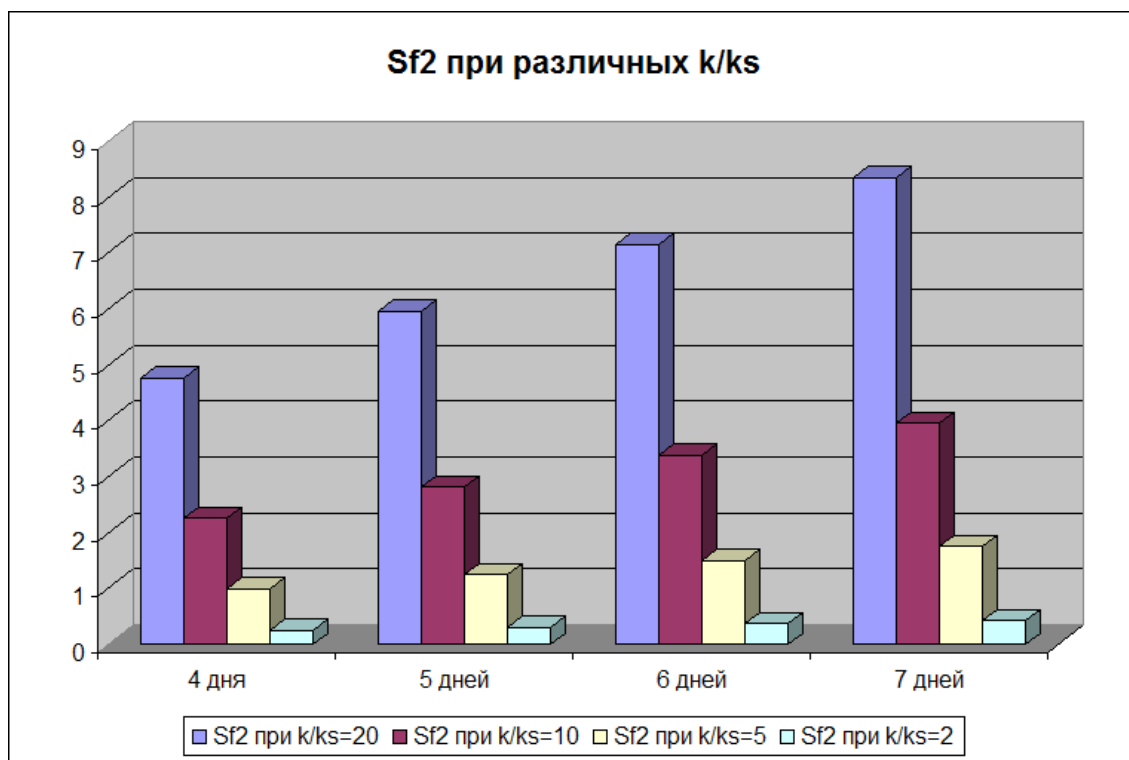
$$S_{fs} = \frac{\pi b_s}{X_f} \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right)$$

Таблица 3. Сравнение дополнительных скин-факторов от набухаемости глин и загрязнения ПЗП гелями ГРП

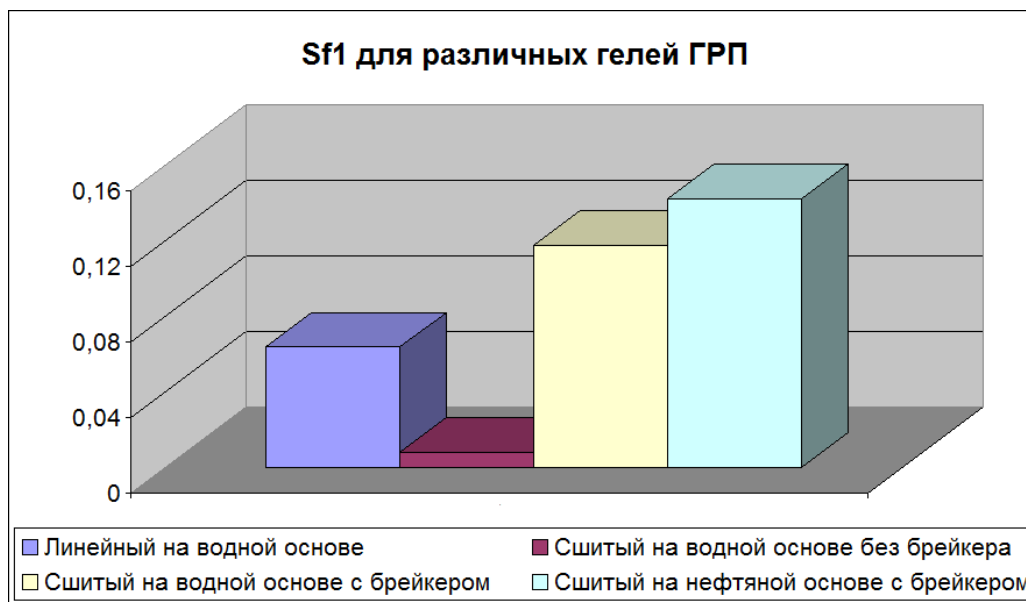
Длительность освоения скважины	4 дня	5 дней	6 дней	7 дней
Полудлина трещины ГРП, м	50	50	50	50
Sf2 при $k/k_s=20$	4,77	5,96	7,16	8,35
Sf2 при $k/k_s=10$ (опыт 1)	2,26	2,82	3,39	3,95
Sf2 при $k/k_s=5$	1,00	1,25	1,50	1,75
Sf2 при $k/k_s=2$	0,25	0,314	0,37	0,43

Таблица 4. Дополнительный скин-фактор от загрязнения ПЗП гелями ГРП

Тип геля ГРП	Sf1
Линейный на водной основе	0.0637
Сшитый на водной основе без брейкера	0.0078
Сшитый на водной основе с брейкером	0.1175
Сшитый на нефтяной основе с брейкером	0.1423



Гистограмма 5. Сравнение дополнительных скин-факторов от набухаемости глин и загрязнения ПЗП гелями ГРП и длительностью освоения скважин



Гистограмма 6. Дополнительный скин-фактор для различных гелей ГРП

Загрязнение ПЗП связанное с набуханием глин и выпадения солей от жидкости глушения скважины (без KCl и HCl) на порядок выше чем загрязнение от жидкостей ГРП.

### Выводы:

1. низкая эффективность ГРП на северной части Тарасовского месторождения по сравнению с центральной обусловлена следующими причинами:

– выпадение солей в ПЗП от жидкости глушения (для приготовления жидкости глушения используется вода КНС-4)

– низкая проницаемость и малая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта. Значения  $kh$  на северной части м/р в 3 раза ниже чем в центральной части м/р.

– набухание глин в ПЗП от жидкости глушения скважины.

2. нет видимых преимуществ от ГРП на нефтяной основе.

### Рекомендации:

1. в жидкости глушения на основе NaCl рекомендуется добавлять 5 % KCl и 0,5 % HCl;

2. в жидкости глушения на основе CaCl<sub>2</sub> рекомендуется добавлять 5 % KCl, нет необходимости добавлять HCl т.к. раствор будет иметь кислый pH в пластовых условиях;

3. для более тщательного изучения вопросов связанных с солеотложением в пластовых условиях и методов борьбы с ним необходимо проведение дополнительных специальных исследований.

### 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.



**THE ANALYSIS OF EFFICIENCY OF GEOLOGO-TECHNICAL ACTIONS  
TAKING INTO ACCOUNT GEOMECHANICAL AND FILTRATIONAL  
PROPERTIES OF ROCK OF THE TARASOVSKY DEPOSIT**

D.R. Muratshin

*OAO "NPF-Geophysics"*

*email: myratshin@mail.ru*

**Abstract.** *The well capacity in exploitation process falls for many reasons. So methods of the artificial influence on bottomhole zone (selection to liquids for hydraulic fracturing, formation-pressure maintenance and liquids choice for entering in layer), are a powerful facility of increasing to efficiency of the hydrocarbon production. On north and central part of Tarasovskoe oilfield for increasing well capacity is used hydraulic fracturing, increasing permeability of the processed bottomhole zone.*

**Keywords:** *hydraulic fracturing, gel, modeling, bottomhole zone, Tarasovsky oilfield, pressure maintenance*

**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