

УДК 622.276.63:[552.578.061.4:552.3](597)

**Поспелов В.В.**

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

## **НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА**

*В статье рассматриваются способы увеличения нефтеотдачи в зависимости от типа коллектора на примере месторождения Белый Тигр (Вьетнам). Речь идёт о сохранении фильтрационных свойств трещинного коллектора в фундаменте в процессе разработки залежи, а также способах увеличения проницаемости призабойной зоны в цеолитизированных толщах.*

***Ключевые слова:** способы увеличения нефтеотдачи, коллекторы, цеолитсодержащие породы, Белый Тигр.*

В практике разработки нефтяных месторождений известно множество способов увеличения нефтеотдачи (или коэффициента извлечения нефти – КИН). Наиболее эффективным из них безусловно является правильная расстановка эксплуатационных скважин на месторождении, учитывающая его геологическое строение и особенности свойств пластов-коллекторов и флюидоупоров. Не менее важным считается гидродинамически обоснованный расчет темпов отбора флюида из залежи и постоянный контроль за продвижением водо-нефтяного или газо-нефтяного контакта в процессе разработки месторождения.

Увеличения нефтеотдачи добиваются, как известно, применением вторичных методов на стадии истощения энергии пласта и падения пластового давления ниже критического.

Однако даже самые совершенные технологии поддержания давления в пласте путем закачки в проницаемые горизонты воды или свободного газа не позволяют добиться полного извлечения нефти. Основной причиной этого является неоднородность фильтрационных свойств продуктивного пласта по площади и по разрезу. Хорошо известно, например, что уменьшение мощности терригенного пласта – коллектора сопровождается снижением его проницаемости, а наиболее пористые и проницаемые зоны приурочены к сводовой части ловушки структурного типа. Для терригенных и карбонатных коллекторов установлено закономерное снижение пористости и проницаемости с увеличением неоднородности (Золоева, 1995). С усложнением типа коллектора проблема неоднородности становится определяющей как при моделировании залежи в расчетах сетки добывающих и нагнетательных скважин, так и выборе режимов работы отдельных скважин. В этом отношении разработка нефтяных залежей в магматогенных породах с максимально возможным коэффициентом извлечения нефти представляет сложную задачу.

Коэффициент извлечения углеводородов в промышленной геологии оценивается отношением извлекаемых запасов  $Q_{\text{извл}}$  к геологическим  $Q_{\text{геол}}$ :

$$K_{\text{изв}} = Q_{\text{извл}} / Q_{\text{геол}}$$

В зависимости от режима работы залежи (пласта) величина этого коэффициента меняется от 0,1 до 0,8. Максимальные значения достигаются при водонапорном режиме и в коллекторах высокого класса (I-III по А.А. Ханину), самые низкие – при режиме растворенного газа (0,1-0,3).

При подсчете запасов залежи, разрабатываемой на водонапорном режиме, пользуются так называемым «коэффициентом вытеснения», характеризующим участок залежи (пласта), находящегося в зоне активного вытеснения нефти:

$$K_{\text{выт}} = \frac{K_{\text{изв}}}{K_{\text{охв}}},$$

где  $K_{\text{охв}}$  - коэффициент охвата пласта заводнением.

Определение коэффициента вытеснения выполняется лабораторными методами на керновом материале или по данным геофизических методов. В последнем случае полагают процесс вытеснения нефти водой аналогичным вытеснению нефти фильтратом бурового раствора в зоне проникновения в скважине.

Процесс искусственного заводнения трещинных коллекторов блокового строения с целью повышения их нефтеотдачи достаточно хорошо изучен для карбонатных пород (Амикс и др., 1962; Котяхов, 1977; Мархасин, 1977; Гиматудинов, 1982; Ромм, 1966; Ван Голф-Рахт, 1982 и др.). Разработке коллекторов в гранитоидных массивах, тем более вторичными методами, посвящены лишь единичные публикации. Тем большую ценность представляет информация о результатах интенсификации нефтедобычи из гранитоидного резервуара на поздней стадии разработки. По-видимому, одним из немногих примеров этого рода, нашедшим отражение в отечественной периодике, является залежь в фундаменте месторождения Белый Тигр [Аршев и др., 1996; Донг и др., 1996].

Специфика заводнения трещинных гранитоидных коллекторов связана с присутствием двух систем пустотного пространства: макротрещин раскрытостью более 0,1 мм, микротрещин и микропор в блоковой (матричной) части коллектора.

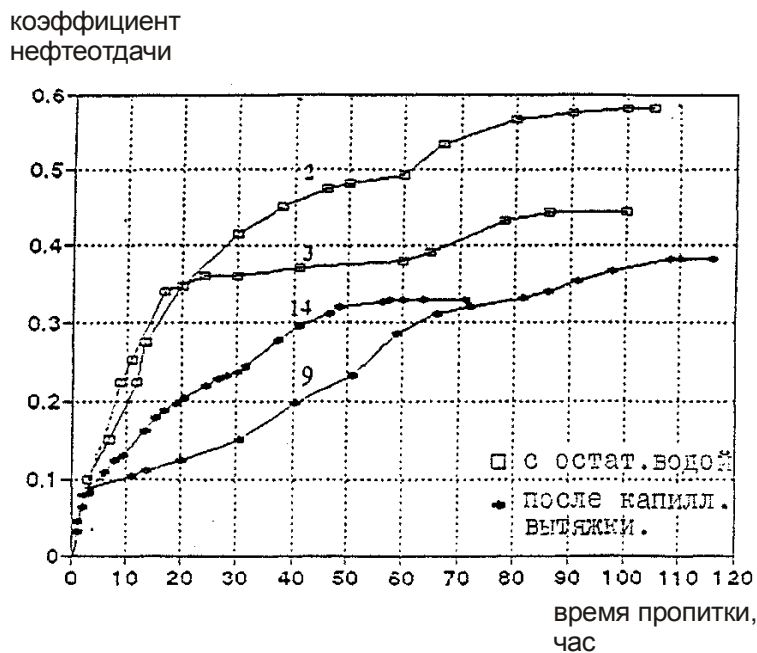
Пористость матрицы – микротрещины, межгранулярные и внутрикристаллические поры сформировались в процессе эпигенетических изменений гранитоидных пород. Как показали литолого-петрографические исследования, эти изменения заключались в формировании вторичных гидротермальных минеральных ассоциаций и сопровождалась

дегидратацией ряда породобразующих минералов и разуплотненных пород. Наряду с возникновением в теле батолита изолированных участков дробления и разуплотнения тектонической и гидротермальной природы вдоль разломов и крупных трещин, идентифицируемых на диаграммах ГИС как низкоомные и низкоскоростные зоны, сформировалось и специфическое обрамление фильтрующих трещин, сложенное переработанными микротрещиноватыми нефтенасыщенными участками матрицы с пористостью до 5-10% и проницаемостью до десяти миллдарси и выше. Размер этих участков по нормали к трещине не превышает 2-3 см (Мартынцев и др., 1994), по другим данным – 8-10 см [Шнип, Поспелов, 1995].

Однако, учитывая высокую густоту (плотность) трещин (не ниже  $0,5 \text{ см}^{-1}$  по данным автора), соответствующую среднему размеру блоков в продуктивной части гранитоидного коллектора 0,2-0,3 м, объем нефти в частично гидрофобных микропустотах матрицы может быть достаточно большим. При этом вытеснение нефти из микропор матрицы водой будет подчиняться закону капиллярности и отставать по времени от пропитки основных поровых каналов и макрокаверн, в которых движение флюидов происходит по линейному закону фильтрации с учетом гравитационного эффекта. С другой стороны, гидрофильность низкопроницаемого блока – благоприятный фактор для спонтанного капиллярного обмена (противоточной капиллярной пропитки) между нефтенасыщенной матрицей и заполняющей макротрещины закачиваемой водой при заводнении залежи. Интенсивность этого обмена в значительной степени определяет скорость продвижения фронта нагнетаемой воды и, следовательно, полноту извлечения «матричной» нефти.

Как показали исследования, выполненные в НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро», при вытеснении нефти из двух образцов гранитоидов с близкой величиной пористости (около 3%) скорость пропитки оказалась выше у образца 2, содержащего остаточную воду (рис. 1), то есть достаточно гидрофильного по сравнению с гидрофобизированным (образец 14). При одинаковом времени пропитки, например, пятидесяти часах, нефтеотдача гидрофильного образца оказалась более чем в два раза выше, чем гидрофобного, не содержащего заметных следов остаточной воды, и затем стабилизировалась на уровне около 0,6.

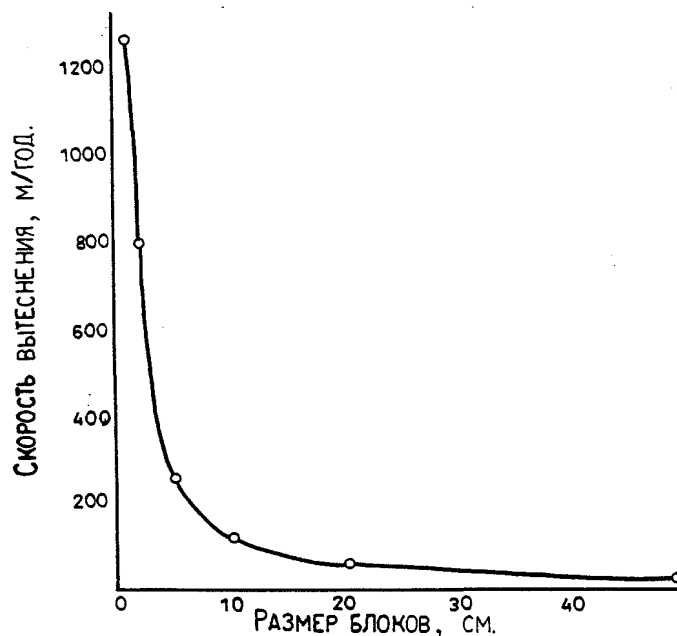
Из этих опытов следует важный вывод о тесной связи скорости противоточной капиллярной пропитки (вытеснения) с интенсивностью трещиноватости коллектора.



Обр.2- $K_{II}=3,03\%$ ; обр.3- $K_{II}=6,63\%$ ; обр.14- $K_{II}=2,88\%$ ; обр.9- $K_{II}=8,33\%$

**Рис. 1. Динамика пропитки образцов гранитоидов**  
(по О.Ф. Мартынцову, Р.А. Тауну, Ч.Л. Донгу, 1994)

Так, при указанных параметрах эта скорость оказывается в два раза меньше расчетной скорости движения фронта воды (642 м/год по О.Ф. Мартынцову), то есть вытеснение нефти из матрицы будет существенно запаздывать по отношению к закачиваемой воде (рис. 2).



**Рис. 2. Зависимость скорости вытеснения нефти из матрицы гранитоидов**  
Центрального блока Белого Тигра от размеров блоков коллектора  
(В.В. Поспелов по материалам СП «Вьетсовпетро»)

Как следует из результатов ртутной порометрии, микротрещины матрицы имеют пережимы и расширения (микрокаверны), о чем говорит сильный гистерзис кривых пропитки и дренирования. По данным А.Д. Дзюбло, доля «защемленной» ртути составляет от 43 до 67% объема пустот. Это означает, что для вытеснения нефти из пустотного пространства такой структуры необходимо давление, рассчитываемое для радиусов пережимов, а не видимой апертуры микротрещины.

В связи с вышесказанным приобретают особое значение способы ускорения противоточной капиллярной пропитки матрицы коллектора. Наиболее распространенными являются методы увеличения т.н. «напряжения смачивания»  $\zeta \cdot \cos \theta$  (Ш.К. Гиматудинов, 1982), где  $\zeta$  - поверхностное натяжение на границе «нефть-вода»,  $\theta$  - угол смачивания. Лучшими вытесняющими свойствами при заводнении трещинных коллекторов будет обладать вода с повышенным значением напряжения смачивания. Однако при этом усиливается опасность образования водонефтяных смесей (эмульсий) в порах и трещинах, способствующих разрыву сплошности нефтяной фазы, особенно при малых размерах блоков.

По-видимому, решать эти вопросы можно только экспериментальным путем на керновом материале, с подбором реагентов, повышающих вымывающую активность воды и не способствующих образованию водонефтяных эмульсий в микротрещинах матрицы.

#### ***О сохранении фильтрационных свойств трещинного коллектора в фундаменте в процессе разработки залежи***

Так называемые «зоны разуплотнения» (дробления, милонитизации, цеолитизации), имеющие различную форму, толщину и простирание, заключены в мощный каркас магматогенных пород, в том числе гранитоидов, и относительно разгружены от действия геостатического и тектонического напряжения. Это способствует, наряду с чисто структурным фактором, сохранению высоких фильтрационно-емкостных свойств таких участков разреза при изменении напряженного состояния массив, в частности, в процессе разработки месторождения. В этом состоит положительная роль вторичных процессов (хлоритизации, цеолитизации и др.), т.к. снижение пластового давления в залежи по мере разработки несомненно приводит к уменьшению раскрытости макро- и микротрещин и, следовательно, снижению проницаемости.

О степени разгрузки цеолитизированных участков можно судить например, по соотношению скоростей упругих волн  $V_p$  по акустическому каротажу и по лабораторным измерениям. Такие сопоставления были выполнены М.Э. Гринбергом и др. (1991) на среднеэоценовых туфах месторождения Самгори. Для этого определялась величина  $V_p$  серии

цеолитизированных образцов на установке, моделирующей «нормальные» пластовые условия для глубины отбора образцов керна. Оказалось, что полученные в лаборатории значения  $V_p$  выше, чем по данным АК. Причиной этого, как было установлено, явилось разуплотнение цеолитизированных участков пород.

В процессе разработки, по мере снижения пластового давления меняется соотношение напряжений в массиве: боковое давление (горизонтальная составляющая нормального напряжения  $\zeta_z$  может превысить давление в пласте  $P_{пл}$ . Поскольку в рассматриваемом случае фронт заводнения перемещается в вертикальном направлении снизу вверх, то условие сохранения раскрытости вертикальных трещин в условиях упругих деформаций будет следующим:

$$P_{пл} \geq [\sigma_y] \frac{\nu}{1-\nu},$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона.

Средняя величина  $\nu$  по нашим данным для гранитоидов Белого Тигра (БТ) составила около 0,3, что соответствует значению  $\nu$  монолитной породы до начала трещинообразования, т.к. лабораторные исследования выполнялись на образцах «свежих» гранитоидов. С учетом средних плотностей осадочных пород и пород фундамента (2,3 и 2,6 г/см<sup>3</sup> соответственно), мощности осадочного чехла 3000 м, на глубине около 4000 м в фундаменте главное нормальное напряжение составит примерно 900 кг/см<sup>2</sup>. Тогда:

$$\sigma_y \cdot \frac{0,3}{1-0,3} = 387 \text{ кг/см}^2$$

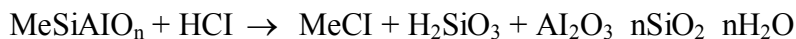
Начальное пластовое давление в залежи фундамента по данным СП «Вьетсовпетро» было около 380 кг/см<sup>2</sup>, на 31.12.1996 г., до начала заводнения, оно упало до 249 кг/см<sup>2</sup>. Таким образом, пластовое давление уже в этот период было недостаточным для сохранения неизменной начальной раскрытости макротрещин даже в верхней части фундамента. Исключение могли бы составить трещины стилолитовой структуры, присутствие которых в гранитоидах фундамента маловероятно.

### ***Способы увеличения проницаемости призабойной зоны в цеолитизированных толщах***

Существующие на сегодня способы улучшения коэффициента извлечения нефти как правило мало касаются процессов, происходящих в призабойной зоне. В тоже время хорошо известно, что для вскрытой бурением толще пород, содержащей некоторые специфические высокодисперсные минеральные компоненты, выбор способа обработки призабойной зоны имеет огромное значение для получения стабильных и высоких дебитов скважин. В разрезе

фундамента месторождения БТ, в частности, таким осложняющим компонентом являются цеолиты (ломонтит) и некоторые полевые шпаты, химизм взаимодействия которых с применяемой для активации забоя соляной кислотой имеет определенную специфику.

Реакция, происходящая при действии соляной кислоты на полевые шпаты, хлориты, глинистые минералы и цеолиты имеет следующий вид:



где Me – ион металла;  $\text{H}_2\text{SiO}_3$  – гель кремниевой кислоты;  $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot n\text{H}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$  – гидрогель с переменным отношением окислов алюминия, кремния и молекул воды.

Таким образом, в результате вышеописанной реакции соляной кислоты с алюмосиликатом, в частности, с цеолитом, образуется смесь, состоящая из раствора хлористого металла, геля кремнекислоты и глиноземисто-кремнистого гидрогеля.

Аналогично взаимодействуют с кислотой и другие силикаты – например, полевые шпаты. Среди плагиоклазов – смеси молекул альбита  $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$  и анортита  $\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$  в HCl растворяются главным образом плагиоклазы основного ряда (лабрадор, анортит).

Калиевые полевые шпаты – ортоклаз и микроклин весьма устойчивы к действию соляной кислоты. Столь же мало растворим в ней кварц. Напротив, хлориты, особенно их магнезиально-железистые и железистые разновидности, сравнительно легко разлагаются в HCl, образуя желатинообразную массу с выделением  $\text{SiO}_2$ . Ограниченная стабильность цеолитов в кислой среде – следствие сравнительно легкого вымывания алюминия, почти целиком находящегося на поверхности каркаса в форме гидроокисла  $\text{Al}(\text{OH})_3$  и поэтому уже при  $\text{pH} = 4$  растворяющегося даже в слабом растворе соляной кислоты. Результатом этого процесса может быть полное разрушение каркасной структуры цеолита или образование его водородной формы [Химия цеолитов..., 1990].

Помимо хорошо известной растворимости карбонатов в HCl, в ней легко растворяются некоторые глинистые минералы, чаще всего вторичного происхождения (хлорит), а также цеолиты (ломонтит, анальцит, натролит). Растворение сопровождается образованием желатинообразной массы (геля). Коллоидальный кремнезем склонен к полимеризации и осаждению в присутствии частичек геля кремнезема или свободных ионов алюминия (Окамото и др., 1963).

Оптимальные значения pH, при которых осаждается максимальное количество коллоидального  $\text{SiO}_2$ , составляют 4,0-4,5 единиц. Чаще всего отработанные в скважине кислотные растворы имеют именно такие значения pH. Как показывают опыты, твердый коллоид образуется при концентрации цеолита около 30%.



По-видимому, описанное явление – одна из причин снижения проницаемости призабойной зоны после кислотной обработки вследствие коагуляции проточных каналов хлопьевидными сгустками коллоидного кремнезема. Одним из путей борьбы со снижением проницаемости призабойной зоны является использование смеси соляной (HCl) и плавиковой (HF) кислот (Белянин, Бабец и др., 2001). В противоположность HCl плавиковая кислота растворяет силикатные и карбонатные минералы без образования геля. Как показали эксперименты, при воздействии на забой смесью кислот в следующих концентрациях:



происходит мгновенное образование геля, а затем быстрое его растворение в смеси кислот. Уксусная кислота  $\text{CH}_3\text{COOH}$  добавляется с целью замедлить реакционную способность кислот в призабойной зоне.

Использование плавиковой кислоты ограничено на практике ее дороговизной и сильным корродирующим действием на металлические конструкции. После закачки HF необходима многократная промывка ствола скважины водой.

В работе D.R.Underdown с соавторами (1990 г.) показано, что в 20-ти морских скважинах месторождения Мексиканского залива (шельф штата Луизианы) положительные результаты по увеличению нефтегазоотдачи получены с использованием в цеолитсодержащих породах смеси 10%-ой уксусной и 5%-ой соляной кислот. Обработка забоя только соляной кислотой приводила к образованию плотного геля и снижению проницаемости пласта – коллектора. Однако в данном случае цементирующим материалом песчаников являлся натриевый цеолит – анальцит  $\text{NaAlSi}_2\text{O}_6\text{H}_2\text{O}$ , обычно ассоциируемый с фрамбоидальным пиритом.

Очевидно, что подбирать рецептуру закачиваемого реагента необходимо с учетом количества в породе цеолита, его минеральной формы и присутствия других растворимых в кислоте алюмосиликатов и карбонатов. Для этого необходимы дополнительные лабораторные исследования на представительной коллекции образцов.

Метод химического воздействия уже применялся на нескольких скважинах месторождения Белый Тигр. В частности, солянокислотной обработке подверглись роговообманково-биотитовые гранодиориты скв. 810 со значительным содержанием цеолита и кальцита. В результате дебит нефти из фундамента увеличился в несколько раз, по-видимому, за счет растворения кальцита, а не цеолита. Недостатком всех разновидностей этих методов является то, что они воздействуют лишь на призабойную зону.



Гораздо более эффективным является метод акустического воздействия на пласт (АВ). Этот экологически чистый, экономичный и легко выполнимый метод разработан в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и проверен на скважинах России, Грузии, Казахстана, Китая и США. Метод применялся на разных коллекторах, в том числе терригенных, вулканогенно-осадочных, цеолитизированных и др. Среднее увеличение дебитов в результате АВ составило 25% от первоначального.

В основу АВ положен ряд физико-химических эффектов, возникающих при взаимодействии акустического поля интенсивностью 2 Вт/см<sup>2</sup> с фазами горных пород, в результате чего происходит:

- увеличение проницаемости пород (до 2,5 раза) в связи с изменением структуры пустотного пространства;
- разрушение кольматантов, солеотложений;
- увеличение температуропроводности;
- ультразвуковой капиллярный эффект;
- акустическая дегазация, изменение рН, Eh флюидов;
- ультразвуковое эмульгирование и др.

Что касается цеолитов, то при АВ происходит десорбция углеводородов, адсорбированных в цеолитах. Кроме того, происходит повышение энергетического состояния кристаллической решетки цеолитов, то есть их каталитической активности. Каталитическое влияние цеолитов в этом случае приводит к некоторым изменениям нефти из цеолитсодержащих пород. Так, происходит превращение парафиновых углеводородов в изопарафины, что приводит к снижению температуры плавления и кипения, плотности и вязкости нефти.

Для проведения работ по АВ применяется скважинная аппаратура «Приток», состоящая из генератора высокой частоты (наземный блок), соединительного грузонесущего геофизического кабеля и скважинного излучателя частотой 20 кГц, интенсивностью 2 Вт/см<sup>2</sup>. Технология спуска и подъема скважинного излучателя аналогична соответствующим операциям ГИС. Акустическое воздействие не требует остановки фонтанирующих и газлифтных скважин и может быть рекомендовано для экспериментальной проверки на эффективность в условиях фундамента БТ. Разумеется, этим работам должны предшествовать лабораторные исследования для выбора оптимальных условий воздействия акустических волн на породу.

### Литература

*Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Поспелов В.В.* Характер пустотности и состав пород нефтесодержащего фундамента шельфа Южного Вьетнама // Нефтяное хозяйство, 1996 - №8.

*Басниев К.С., Жданов С.А., Николаевский В.Н.* Фундаментальные проблемы разработки нефтяных месторождений // В сб. докладов на Всерос. Научн. Конф. «Фундаментальные проблемы нефти и газа». М.: 1996. - т. I.

*Гринберг М.Э., Папова Д.Ю., Шенгелия М.И.* Морфология среднеэоценового коллектора и особенности разработки месторождения Самгори // Геология нефти и газа, 1991. - № 3.

*Поспелов В.В., Шнип О.А.* Цеолиты нефтесодержащих пород шельфа Южного Вьетнама // Геология нефти и газа, 1995. - № 7.

Химия цеолитов и катализ на цеолитах. - М.: Мир, 1990.-Т.1.-С.11-103.

*Underdown D.R., Hickey J.J., Kaira S.K.* Acidization of analcime-cemented sandstone, Gulf of Mexico/SPE 20624, 1990, p. 97-102.

**Pospelov V.V.**

Gubkin's RGU of oil and gas, Moscow, Russia

### SOME PECULIARITIES OF DEVELOPING OIL POOLS IN THE ZEOLITE-BEARING BASEMENT ROCKS

*The ways of oil recovery enhancement depending on the type of reservoir are considered (the case study of the Bely Tigr field, Vietnam). The main problems are the preservation of filtration properties of fractured reservoirs in basement during hydrocarbon pool development and the ways of increasing the permeability of a near-bottom hole zone in zeolitized strata.*

**Key words:** ways of oil recovery enhancement, reservoirs, zeolite-bearing rocks, Bely Tigr.

### References

*Areshov E.G., Gavrilov V.P., Pospelov V.V.* Character of interstices and composition of rocks of oil-bearing basement, shelf of southern Vietnam // Oil economy, 1996 - №8.

*Basniev K.S., Zhdanov S.A., Nickolaevsky V.N.* Fundamental problems of development of oil fields // In Collection of papers of All Russian Scientific Conference "Fundamental problems of oil and gas". М.: 1996. Vol. I.

*Grinberg M.E., Papava D.Yu., Shengeliya M.I.* Morphology of Middle Eocene reservoirs and peculiarities of developing the Samgori field // Geology of oil and gas, 1991. - №3.

*Pospelov V.V., Shnip O.A.* Zeolite of oil-bearing rocks, shelf of Southern Vietnam // Geology of oil and gas, 1995. - №7.

Chemistry of zeolite and catalysis on zeolite. – М.: Mir, 1990. – V. 1. – P. 11-103.

*Underdown D.R., Hickey J.J., Kaira S.K.* Acidization of analcime-cemented sandstone, Gulf of Mexico / SPE 20624, 1990. P. 97-102.