

УДК 551.24.548(470.41)

*Е.В. Воронова, Ю.А. Гуторов*

**К ВОПРОСУ О ВЛИЯНИИ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ  
ПРОЦЕССОВ ТЕКТОНИЧЕСКОГО И ТЕХНОГЕННОГО  
ПРОИСХОЖДЕНИЯ НА ДИНАМИКУ ИЗВЛЕЧЕНИЯ  
НЕФТИ ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ  
ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА В УСЛОВИЯХ  
УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ**

Семинар № 3

---

**М**ногими исследователями, занимающимися изучением закономерностей размещения как крупных месторождений, так и отдельных залежей нефти, установлено [1, 2], что в большинстве случаев они приурочены к зонам разломов кристаллического фундамента. Территория Урало-Поволжья в этом случае не является исключением [3].

При этом доказано [4], что направление фильтрационных потоков, мигрирующих с глубин углеводородных составляющих нефти определяется величиной и направлением термобароградиентов в горных породах. Если термоградиент определяет в основном восходящие потоки, направленные с больших глубин к дневной поверхности, то бароградиент может формировать флюидальные потоки в горных породах в любых, в том числе, нисходящих направлениях.

Вышеописанный механизм миграции флюидальных потоков под действием термобароградиентов в горных породах является не только определяющим при формировании резервуаров углеводородов в осадочной толще земной коры на раннем этапе, но также может стимулировать процесс их миграции между со-

седними залежами (резервуарами), как по латерали, так и по глубине их залегания.

При этом основными флюидопроводящими каналами являются макро и микротрещины в скелете горной породы, образовавшиеся в результате ее разгрузки от внешнего горного давления и протекающих в результате этого релаксационных процессов.

Известно [5], что основными зонами сосредоточения макро и микротрещиноватости в горных породах являются геологические структуры, характеризующиеся резкими изменениями их залегания, а именно: границы куполов и антиклиналей, гребни, флексуры, периклинали, сбросы и т.д.

Именно в этих зонах горная порода находится в условиях аномальных по величине деформационных нагрузок, которые приводят к росту высоких напряжений, часто превышающих предел ее механической прочности. В этих условиях достаточно незначительных по величине естественно протекающих тектонических подвижек, особенно частых вблизи зон тектонических разломов, чтобы это привело к возникновению лавинообразных релаксационных процессов, приводящих к интенсивному рас-

трескиванию горной породы и образованию в ней локальных зон макро и микротрещиноватости.

Нашими исследованиями было показано [6], что подобные зоны распространения естественной трещиноватости могут служить каналами миграции углеводородов не только на стадии их начальной аккумуляции в первичных резервуарах, но также на стадиях их последующего извлечения в процессе эксплуатации.

При этом было установлено [7], что участки максимальных отборов углеводородов приурочены к локальным зонам распространения естественной трещиноватости в продуктивном пласте.

Изучение динамики отбора углеводородов на ряде близлежащих месторождений Урало-Поволжья показало [8], что нередки случаи, когда на одном из них (например, на Туймазинском месторождении [9] на территории Башкирии) наблюдается явный недобор извлекаемых запасов относительно начального уровня, то на соседнем (например, Бавлинском месторождении на территории Татарии) наблюдается значительный (в 2-2,5 раза) перебор извлекаемых запасов.

Сопоставление положения участка недобора извлекаемых запасов на Туймазинском месторождении с участком перебора извлекаемых запасов на Бавлинском месторождении показало, что они окаймлены по внешней границе переклинальными структурами, которые граничат с зоной общего разлома, причем протяженность зоны разлома между упомянутыми участками обоих месторождений составляет не более 5–6 км. Естественно предположить, что имела место миграция углеводородов из резервуара Туймазинского месторождения в резервуар Бавлинского месторождения сначала по естественной трещиновато-

сти переклинальной структуры первого и далее по разлому и естественной трещиноватости переклинальной структуры второго. О том, что такой механизм миграции вполне мог иметь место достаточно вспомнить, что накануне резкого падения накопленных отборов на Туймазинском месторождении, случившемся в конце 60-х годов, когда оно начало разрабатываться в режиме интенсивной внутриконтурной закачки пластовых вод, приведшего к аномальному росту пластовых давлений выше начальных, в то время как Бавлинское месторождение в эти годы разрабатывалось в естественном режиме, т.е. в условиях постепенного снижения пластовых давлений ниже начального уровня. Таким образом, образовался искусственно созданный (техногенного происхождения) перепад давления, направленный вдоль разлома от Туймазинского месторождения к Бавлинскому, который и явился причиной миграции углеводородов в том же направлении.

Сопоставление динамики накопленной добычи по Туймазинскому и Бавлинскому месторождениям также служит косвенным доказательством вышесказанного предположения: в то время как по Туймазинскому месторождению динамика накопленных отборов нефти начала вдруг резко снижаться (повидимому, произошел резкий гидроразрыв продуктивных пластов, приведший к внезапному возрастанию гидропроводности естественной трещиноватости в зоне, ограничивающей переклинальные структуры), в то время как динамика накопленных отборов по Бавлинскому месторождению была в этот период максимальной и относительно стабильной, даже с тенденцией к некоторому постепенному росту.

Ряд исследователей считают [10], что макро- и микротрещиноватость осадоч-

ных горных пород является их неотъемлемым свойством, которое обуславливает их преимущественно трещинно-блоковое строение. Причем блоки горной породы имеют в основном межзерновую пористость, которая является основным аккумулятором углеводородов, миграция которых происходит в продуктивных пластах по межблоковым границам, т.е. трещинам.

Однако, существование такой трещинно-блоковой структуры, особенно продуктивных горных пород, возможно только при условии определенного соотношения между пластовым (гидростатическим) и горным давлениями. Действие флюидального (гидростатического) давления удерживает межблоковые трещины от смыкания, благодаря чему они выполняют роль эффективных флюидопроводящих каналов, по которым происходит миграция многофазного пластового флюида под действием (перепада) градиента давления, приложенного к их границам.

В процессе разработки продуктивных коллекторов по мере извлечения из них флюидов происходит постепенное снижение пластового давления. Поскольку горное давление остается при этом неизменным, то это приводит к постепенному смыканию флюидопроводящих трещин, снижению их гидропроводности и, как следствие, к уменьшению продуктивности добывающих скважин. Было установлено [11], что процесс смыкания-размыкания флюидопроводящих трещин имеет необратимый гистерезисный характер: восстановление пластового (флюидального) давления до исходного уровня не приводит к восстановлению первоначальной раскрытости трещин.

Каждый новый цикл снижения пластового давления приводит к все большему смыканию флюидопроводящих

трещин. Наконец может наступить такой момент, когда межблоковые трещины полностью сомкнутся, нефть окажется заземленной в плотно прилегающих блоках горной породы, которая приобретает благодаря этому консолидированный, монолитный характер.

Увеличение плотности и монолитности горной породы неизбежно приводит к росту в ней внутренних напряжений, которые по мере достижения ими предела ее механической прочности могут привести к их релаксации сопровождаемой растрескиванием горной породы на новые блоки с образованием вторичной трещиноватости.

Процесс образования вторичной трещиноватости может быть инициирован геодинамическими процессами естественного тектонического происхождения, вызванными подвижками земной коры, а может быть инициирован искусственным путем, с помощью возбуждения в горной породе с помощью внешнего виброисточника микросейсм техногенного происхождения.

Если в естественных условиях при сохранении начального уровня пластового давления зоны напряженного состояния горной породы бывают приурочены, как правило, только к отдельным локальным участкам распространения геоструктурных аномалий, то в случае консолидации горной породы, вызванной смыканием межблоковых трещин, зоны напряженного состояния горной породы охватывают практически весь резервуар, как по мощности его залегания, так и по простиранию.

Попытка восстановить начальную гидропроводность флюидопроводящих межблоковых трещин путем увеличения пластового давления до первоначального уровня является, как правило, безуспешной в силу вышеназванных причин.

Однако постепенное возрастание напряженного состояния горной породы до некой критической величины, вызванное протеканием в ней необратимого уплотнения и консолидации может быть использовано для своевременного инициирования процесса релаксации, который неизбежно приведет к образованию вторичной трещиноватости, сопровождаемой растрескиванием матрицы горной породы на макро и микроблоки.

Одними из эффективных и широко распространенных современных способов инициирования процессов релаксации напряжений в горной породе являются технологии вибросейсмического, виброударного и дилатационно-волнового воздействия [12, 13, 14, 15], которые выполняют в этом случае роль своеобразного «спускового механизма».

Образование вторичной трещиноватости сопровождаемое интенсивным растрескиванием горной породы на макро и микроблоки восстанавливает гидропроводность ее матрицы и соответственно продуктивность эксплуатационных скважин.

В заключение изложенного, можно сделать следующие выводы и рекомендации:

1. В условиях естественного залегания горных пород зоны напряженного состояния имеют локальный характер и приурочены в основном к геострук-

турам сложного характера типа флексур, периклиналей и т.п.

2. В процессе разработки резервуаров (залежей) углеводородов снижение пластового давления приводит к необратимому смыканию флюидопроводящих межблоковых трещин и уплотнению горных пород до консолидированного состояния.

3. Процесс уплотнения и консолидации пород, слагающих резервуары углеводородов, приводит к росту их напряженного состояния по мощности и простиранью.

4. Вторичное растрескивание горных пород, вызванное релаксацией их напряженного состояния, может быть инициировано геодинамическими процессами естественного (тектонического) и искусственного (техногенного) происхождения.

5. Межблоковые трещины первичного и вторичного происхождения могут служить флюидопроводящими каналами, обеспечивающими миграцию углеводородов в пределах одного резервуара, что способствует полноте их извлечения, либо между близко расположенными резервуарами под действием искусственно созданного перепада давления между ними. При этом каналом миграции углеводородов в этом случае может служить зона тектонического разлома.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Степанов В.П., Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А. и др. Тектоническое строение кристаллического фундамента Татарстана и основные направления поисков в нем углеводородного сырья – сб. «Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона», Казань, 1997., с. 30 – 35.

2. Плотникова И.Н. К вопросу о новых направлениях и методике поиска нефти и газа в кристаллическом фундаменте Татарстана - сб. «Перспективы нефтегазоносности кристалли-

ческого фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона», Казань, 1997., с. 76 – 79.

3. Иванов А.И., Шакиров А.Н., Исмагилов О.З. Роль разломов кристаллического фундамента в формировании залежей нефти Сулинской площади сб. «Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона», Казань, 1997., с. 296-300.

4. Христофорова Н.Н. Теоретические основы миграции углеводородов и оценка пер-

спективности глубинных отложений Татарского свода сб. «Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона», Казань, 1997., с. 296 – 300.

5. *Курочкин Б.М., Хисамов Р.С.* К вопросу использования закономерностей развития трещиноватости при бурении горизонтальных скважин – научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело», М.: ВНИИОЭНГ, №2, 2003., с. 14–32.

6. *Гуторов Ю.А., Воронова Е.В., Терентьев Л.А.* Оценка распределения остаточных запасов на поздней стадии эксплуатации нефтяных месторождений с целью совершенствования технологии разработки в условиях НГДУ «Туймазанефть». – сб. тезисов «Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале XXI века», Бугульма, ОАО «Татнефть», 2003., с. 80 – 81.

7. *Воронова Е.В., Бажитова О.В., Васильева Т.А. и др.* Результаты применения компьютерных технологий для оценки эффективности разработки нефтяных месторождений в условиях НГДУ «Бавлынефть» - сб. тезисов «Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале XXI века», Бугульма, ОАО «Татнефть», 2003., с. 78–80.

8. *Муслимов Р.Х., Абдулмизитов Р.Г., Иванов А.И. и др.* Геологическое строение и разработка Бавлинского нефтяного месторождения. М. ВНИИОЭНГ, 1996.

9. *Исхаков И.А., Баймухаметов К.С., Габитов Г.Х. и др.* Уроки разработки Туйма-

зинского нефтяного месторождения – «Нефтяное хозяйство», М., 2004 г., №8, с. 12–16.

10. *Симонов Б.Ф., Опарин В.Н., Канишкин Н.А., Кадышев Б.А.* Формирование остаточных нефтенасыщенных зон в терригенных коллекторах и вовлечение их в разработку (часть I) – «Нефтяное хозяйство», 2002, №2, с. 46 – 49.

11. *Муслимов Р.Х.* Изменение геолого-физических условий выработки пластов при длительном заводнении залежей, пути их изучения и повышение эффективности разработки – «Контроль и регулирование разработки, методы повышения нефтеотдачи пластов – основа рациональной разработки нефтяных месторождений», труды Всероссийского совещания, Альметьевск, ОАО «Татнефть», 2000, с. 54–78.

12. *Симонов Б.Ф., Сердюков С.В., Черединых Е.Н. и др.* Результаты опытно-промысловых работ по повышению нефтеотдачи вибросейсмическим методом – «Нефтепромысловое дело», ВНИИОЭНГ, 2001, с. 48 – 52.

13. *Габдрахманов Н.Х., Усов А.И., Шипулин А.В.* Применение гидроудара на месторождениях ООО НГДУ «Туймазанефть» - «Нефтяное хозяйство», М., 2004, №8, с. 32 – 33.

14. *Ащепков М.Ю., Назимов И.М., Хананов М.Т.* Технология повышения нефтеотдачи дилатационно-волновым воздействием на продуктивные пласты – «Нефтепромысловое дело», М., ВНИИОЭНГ, 2001, №1, с. 22 – 27.

15. *Ишкаев Р.К.* Комплекс технологий по выработке остаточных запасов нефти – 2-е изд. переработ. – Уфа: ТАУ, 1999. – 304 с. **ГИАБ**

### **Коротко об авторах**

*Воронова Е.В.* – ОФ УГНТУ,  
*Гуторов Ю.А.* – «Геоинформтехнология».

Доклад рекомендован к опубликованию семинаром № 3 симпозиума «Неделя горняка-2006».  
Рецензент д-р техн. наук, проф. *В.Л. Шкуратник*.