

# **1.2 Оценка влияния технологий первичного вскрытия пласта на состояние ПЗП**

Дисциплина «Технологии эксплуатации газовых и нефтяных скважин»

Пределы ухудшения ФЕХ пород ПЗП после проведения первичного вскрытия объектов разработки:

- 27 раз (месторождения р.Коми);
- 18 раз (месторождения р.Беларусь);
- Самотлор – в 23 раза;
- Более половины всех пластов (56%) после вскрытия имеют в 2 раза ФЕХ хуже естественных.

**Вывод – при существующих технологиях первичного вскрытия пластов добиться полного (100%) сохранения ФЕХ НЕВОЗМОЖНО!**

Последствия ухудшения ФЕХ пород ПЗП в скважинах:

1. Ввод скважин в эксплуатацию с **дебитами ниже плановых**.
2. **Недоборы нефти** и ухудшение фактических показателей разработки.
3. **Снижение эффективности эксплуатации нагнетательных скважин** и системы ППД.
4. **Уменьшение коэффициентов нефтеотдачи** и удлинение сроков разработки объектов (на 30...50% от проектных).
5. Необходимость **дополнительных затрат** для выполнения проектов разработки (бурение новых скважин, применение МУН и т.д.)

## Оценка диапазонов изменения ФЕХ при первичном вскрытии пластов

1. При механическом разрушении пород продуктивных пластов происходит образование «**ЗОНЫ ДЕФОРМАЦИИ**» ПЗП. Размеры этой зоны приближенно можно определить по формуле Н.И.Мусхелишвили

$$R = 0,61 \cdot r_c \cdot \exp \left[ \frac{(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{в}}) \cdot g \cdot H}{2 \cdot \sigma_{\text{пл}}} \right], \text{ где}$$

$R$  – радиус зоны деформации,  $r_c$  – радиус скважины,  $\rho_{\text{п}}$  и  $\rho_{\text{в}}$  – плотности пород и воды,  $H$  – глубина залегания пласта,  $\sigma_{\text{пл}}$  – максимальное касательное напряжение при котором наступает состояние пластичности. На практике размер этой зоны может достигать 20...200м (с ростом  $H$  радиус резко возрастает!).

2. В зоне деформаций происходит интенсивное образование новых **трещин и микротрещин**.
3. Исследования проницаемости горных пород показали, что при деформации пород уменьшение проницаемости достигает – 2 раза в интервале давлений до 21 МПа. Наиболее интенсивно это происходит в глинодержащих породах.
4. Особенность – изменения проницаемости практически **НЕОБРАТИМЫ**.

## 5. Кольматация каналов фильтрации твердой фазой буровых растворов

Блокировка каналов фильтрации происходит либо за счет твердой фазы ПЖ, либо жидкостями. Последняя объясняется действием **капиллярных сил** и **Ф-Х взаимодействием** жидкостей и газов. Основным видом ПЖ – **глинистый раствор**. Размер частиц твердой фазы в растворе составляет: 90% - 100 мкм, 10% - менее 100 мкм – т.е. они образуют коллоидные растворы. Это приводит к **блокированию каналов фильтрации** – чаще необратимому.

## 6. Проникновение в ПЗП фильтратов ПЖ при высоких репрессиях

Согласно исследованиям АРІ – допускаемые значения репрессии при вскрытии пластов не должны превышать  $P_{пл}$  на: 10...15% (для глубин до 1200м); 4...10% (для глубин более 1200м).

По данным И.Н.Гайворонского в СССР и РФ в **90%** скважин пласты вскрываются на репрессиях в десятки МПа. В США таких скважин – **60%**. Проникновение фильтрата происходит в три этапа:

- опережающее проникновение под режущую кромку инструмента;
- радиальная фильтрация при образовании глинистой корки;
- радиальная фильтрация через гл.корку и зону кольматации.

Степень насыщения каналов фильтратом ПЖ определяется соотношением капиллярного перепада давления и гидродинамического перепада давления в зоне деформации пород. Приблизительно это оценивается комплексным безразмерным параметром « $\Pi$ »

$$\Pi = 2 \cdot \pi \cdot \cos\theta \cdot \sqrt{mkH} / (q \cdot \mu)$$

Где  $\theta$  - краевой угол смачивания,  $m$  – пористость,  $k$  – проницаемость,  $H$  – толщина пласта,  $q$  – объемный расход жидкости,  $\mu$  - вязкость фильтрата.

В процессе проникновения фильтрата ПЖ часто имеет место **САМОКОЛЬМАТАЦИЯ** пород – внедрение фильтрата ПЖ в гидрофильный пласт резко уменьшается действие капиллярных сил – в результате частицы тв.фазы ПЖ увлекаются фильтратом в глубь пласта.

Количественно для пластов с  $K > 0,5$  мкм<sup>2</sup> степень потери продуктивности за счет проникновения фильтрата достигает **30...40%**. Для пластов с меньшей проницаемостью продуктивность может снижаться **в десятки раз**.

### 7. Образование в ПЗП вязких эмульсий

Причины – длительный контакт воды и нефти, пульсирующее изменение давления – ведет к интенсивному перемешиванию воды и нефти.

Наиболее интенсивно образование ВНЭ происходит при контакте нефтей с высоким содержанием **природных эмульгаторов** (нафтеновые кислоты, асфальтены, смолы) с водами, имеющими **щелочную характеристику**.

ВНЭ – стойкие к разрушению, высоковязкие смеси, обладают **тиксотропными** свойствами и приводят к сильному уменьшению проницаемости каналов фильтрации.

# Критерии оценки качества работ по первичному и вторичному вскрытию пластов

1. Потенциальный (максимально возможный) **дебит** скважины по жидкости.
2. Потенциальный **коэффициент продуктивности** скважины по жидкости, нефти.
3. **Отношение проницаемостей** загрязненной зоны ПЗП и зоны естественной проницаемости.
4. Отношение фактического дебита скважины к потенциальному (скважина гидродинамически совершенная) – **коэффициент совершенства скважины**  
$$S = \frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{сов}}}$$
5. **Скин-фактор** - дополнительный перепад давления, который необходим для преодоления дополнительных сопротивлений зоны ухудшенной проницаемости  
$$S = (k_{\text{пл}} / k_{\text{загр}} - 1) \cdot \ln(r_{\text{загр}} / r_c)$$

**Радиус зоны загрязнения** ( $R_3$ ) – рассчитывается по результатам ГД исследований (КВД – метод Хорнера) (п.5) или  $R_3 = \sqrt{\frac{4\chi(T-C)}{e}}$ ,

где  $\chi$  - коэффициент пьезопроводности,  $T$  – время исследований,  $C$  – координата точки перегиба КВД.