

## СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ

Д.С. Мильке

Научный руководитель - доцент О.С. Чернова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, России*

Среднее мировое значение коэффициента извлечения нефти равно 35% [1]. Высокая степень извлечения нефти, без сомнения, будет зависеть от наличия и использования наилучшей технологической практики, а также эффективного управления разработкой залежей и экономической стратегии [2]. Методы повышения нефтеотдачи совместимы со всеми внутрипластовым процессам, применяемыми для повышения нефтеотдачи, такими как заводнение и закачка несмешивающихся газов. Обнаружено, что во многих осадочных отложениях основные свойства коллектора распределены на основе типов фаций и осадочной среды.

Иерархическая многоуровневая организация блочных структур свойственна геологическим средам. Каждый отдельный участок земной поверхности по своему строению и составу является образцом синергии различных структурных элементов, которые можно выявить по наличию нарушений сплошности различного масштаба. Границы секций блока характеризуются более низким сопротивлением деформационным свойствам по сравнению с материалом самих блоков. Неоднородности различной величины являются одним из способов существования горного хребта со значительными необратимыми деформациями. Механизмы реализации упругой энергии геологической среды в сложном напряженном состоянии могут быть различными. Наиболее важными являются локализация необратимых деформаций на границах раздела блоков земной коры. Тип и скорость относительного смещения блоков активными возмущениями определяются структурой и локальным напряженным состоянием, а также внешними, естественными и искусственными факторами.

Коэффициент извлечения нефти – основной показатель эффективности разработки месторождений нефти и газа. Величина этого коэффициента пропорциональна степени однородности продуктивного коллектора.

Изменчивость свойств коллекторов по разрезу и площади обуславливает неравномерность выработки запасов при низком коэффициенте извлечения углеводородов.

Наличие данных о распределении неоднородности фильтрационно-емкостных свойств позволяет предсказывать характер обводнения продуктивных пластов, дифференцировать участки с невыработанными запасами нефти и газа в продуктивном коллекторе. Учет фильтрационно-емкостных свойств и неоднородности разреза по этим свойствам при регулировании процессов отбора углеводородов и заводнения, бурении уплотняющей сетки скважин на участках с высокими остаточными запасами будет способствовать увеличению коэффициента извлечения.

В связи с этим всегда определенную актуальность имеют вопросы изучения геологической неоднородности и ее оценки.

Под неоднородностью пласта понимают пространственную изменчивость его литолого-физических свойств.

Информацию о неоднородности несут средние показатели пласта: средняя толщина, средняя эффективная и нефтенасыщенная толщина, толщина одного проницаемого прослоя. Частые колебания этих величин и слишком малая толщина отдельных проницаемых прослоев свидетельствуют о неоднородности продуктивной толщи.

Неоднородности резервуара, обусловленные литологическими особенностями пласта, проявляются как во внешних, так и внутренних его свойствах [2]. Внешние свойства отражают фациальную неоднородность строения коллектора, формирование которого связано, как правило, с рядом конкретных обстановок осадконакопления. Каждая обстановка имеет своё пространственное развитие, где фильтрационно-емкостные свойства коллектора могут быть охарактеризованы индивидуальной зависимостью пористости и проницаемости. Границам раздела фациальных обстановок свойственно формирование непроницаемых барьеров, представленных прослоями глин и карбонатизированных песчаников, выполняющих роль фронтальных экранов для залежей нефти и газа. К внешним свойствам коллектора можно также отнести его макрофильтрационную неоднородность в разрезе и по площади. В разрезах это отражается в последовательном увеличении или уменьшении гранулометрических разностей, влияющих на значения проницаемости, от подошвы к кровле пласта, либо однородном, градиционном, распределении зернистости. Каждой фациальной обстановке свойственна своя последовательность гранулометрического распределения по разрезу, влияющая на положение и величину интервала притока углеводородов в объеме коллектора.

Структура коллектора предопределяет динамику движения в нем жидкой фазы. Построение геологических моделей месторождений нефти с учетом структуры резервуаров может повысить эффективность и адекватность компьютерного моделирования. Создание методик моделирования фильтрационных процессов в неоднородных коллекторах делает востребованными процедуры формализованного описания неоднородностей резервуара [3]. Построенная геологическая модель на базе разделения коллекторов по классам гидравлических единиц потока позволяет проводить корректировку гидродинамической модели с учетом изменения проницаемости по мере изменения значения класса коллектора ячейки при постоянной величине пористости. Следовательно, не меняя величину балансовых запасов углеводородов залежи, можно просчитать более эффективный вариант разработки месторождения при новых значениях проницаемости и гидродинамических параметров.

Изучение и учет геологической неоднородности пласта при регулировании процессов отбора углеводородов и заводнения, бурении уплотняющей сетки скважин на участках с высокими остаточными запасами способствуют увеличению коэффициента извлечения нефти.

Литература

1. Кошовкин И.Н., Белозеров В.Б. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 310. № 2. С. 26 – 32.
2. Астафуров С.В., Шилько Е.В., Псахье С.Г. Изучение условий инициирования относительных смещений структурных элементов разломно-боковых сред при вибрационных воздействиях // Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 310. № 2. С. 32 – 37.
3. Кочнева О.Е., Седунова А.П. Влияние геологической неоднородности коллекторов фаменско-турнейского пласта на процесс извлечения нефти Уньвинского месторождения // Вестник Пермского университета, 2013, Вып 2 (13) С. 87 – 93.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОЛИМЕРНОГО ГЕЛЯ ДЛЯ КОЛЛЕКТОРОВ С ВЫСОКОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ И МИНЕРАЛИЗАЦИЕЙ**

**Нажису, Цао Яньцзюнь**

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Технология полимерного геля была достигнута хороших эффектов интенсификация добычи нефти в эксплуатационных испытаниях [1,2]. Однако для коллекторов с высокой температуры и высокой минерализацией пластовой воды, обычные системы химического заводнения имеют такие проблемы, как слабая солеустойчивость и температура устойчивости, серьезная деградация вытесняющего агента и слабый эффект управления профилями водой нагнетания [3-5]. Нефтяное месторождение Туха в Китае вступил в позднюю стадию разработки с высокой обводненности, степень минерализации пластовой воды участка «В» достигает 35453 мг / л, пластовая температура достигает 76 °С, которые затрудняют процесс добычи. Для того чтобы успешно принимать технологию полимерного геля на данной участке, в данной работе с помощью фильтрационных экспериментов были исследованы влияния проницаемости пласта и концентрации вытесняющего агента на фильтрационные характеристики полимерного геля в пластовых условиях нефтяного месторождения Туха.

Экспериментальные материалы. частично гидролизованного полиакриламид (также называется высокомолекулярный полимер), произведен Daqing Refining & Chemical Company, относительная молекулярная масса 1900×104, эффективное содержание 88%; Сшивающий агент представляется собой ацетат хром, и эффективное содержание Cr<sup>3+</sup> составляет 1,52%. Экспериментальная вода является нагнетательной водой нефтяного месторождения Туха, массовые концентрации (K<sup>++</sup>Na<sup>+</sup>), Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>, Cl<sup>-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> и HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> составляют 4342, 7935, 437, 20561, 1152, 1026 мг/л соответственно. Общая степень минерализации составляет 35453 мг/л. В нагнетательной воде содержит большое количество ионов кальция и магнии, чтобы удалить ионов кальция и магнии, определенное количество NaOH и Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> добавляются к нагнетательной воде с образованием осадок CaCO<sub>3</sub> и Mg(OH)<sub>2</sub>, и после фильтрования осадок получит смягченную воду. В эксперименте были использованы искусственные керны, которые были изготовлены из кварцевых песков, цементированных эпоксидной смолой [6]. Проницаемость искусственных керн измерена газом. Керны с различной проницаемостью были изготовлены путем использования смесей кварцевого песка с различным размером зерна и содержанием эпоксидной смолы. Размер цилиндрических кернов составляли Ø 2,5 см × 10 см.

Характеристики потока раствора были испытаны с использованием устройства для фильтрационного эксперимента. Экспериментальная установка состояла из насоса, датчика давления, держателя керна, ручного насоса для создания горного давления, промежуточного контейнера и других деталей. За исключением насоса и ручного насоса, остальные детали были помещены в термостат с температурой 76 °С.

Метод синтеза полимерного геля. Определенное количество полимера постепенно при перемешивании добавляли в воду, затем перемешивать 4ч, чтобы полностью растворился полимер. Затем при перемешивании было добавлено определенное количество сшивающего агента. В данной работе соотношение содержания полимера к содержанию хрома w(П/Cr<sup>3+</sup>) =180:1. Затем свойство раствора были испытаны в экспериментах после выдерживания в течение 50 мин при температуре резервуара 76 °С. Результаты экспериментов представлены в таблице 1, таблица 2 и рисунок.

**Таблица 1**

**Коэффициент сопротивления и коэффициент остаточного сопротивления (Kg=60×10<sup>3</sup>мкм<sup>2</sup>)**

Номер эксперимента	Концентрация (мг/л)	Вязкость (мПа·с)	Проницаемость Kg (10 <sup>-3</sup> µм <sup>2</sup> )	Коэффициент сопротивления	Коэффициент остаточного сопротивления
1	400	4,1	32,0	230,5	187,3
2			66,0	107,7	96,2
3			84,0	144,4	115,6
4			116,6	179,2	125,0
5			238,0	162,5	108,8
6			484,0	115,0	72,5
7			1148,0	54,0	32,0