

Азизова Дилором Гайратовна
доцент,
кафедра “Нефтегазовое дело”
Каршинский инженерно-экономический институт
Узбекистан г.Карши

Орипова Лобар Норбоевна
старший преподаватель,
кафедра “Нефтегазовое дело”
Каршинский инженерно-экономический институт
Узбекистан г.Карши

Абдиразаков Акмал Ибрагимович
доцент,
кафедра “Нефтегазовое дело”
Каршинский инженерно-экономический институт
Узбекистан г.Карши

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДЫ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ ИЗ ОБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ

Аннотация: В данной статье представлены сведения о влиянии толщины условного пленочного слоя воды на показатели нефтеотдачи, остающихся в пластах продуктивного пласта в процессе добычи нефти, в зависимости от геологического состава пластов.

Ключевые слова: поверхность, остаточной, вода, пленочной слое, пород, пласт, вытеснения, нефть, скважин.

Azizova Dilorom Gairatovna
associate professor
department "Oil and gas business"
Karshi Engineering and Economic Institute
Uzbekistan Karshi

Oripova Lobar Norboevna
senior Lecturer,
department "Oil and gas business"
Karshi Engineering and Economic Institute
Uzbekistan Karshi

Abdirazakov Akmal Ibragimovich
associate professor
department "Oil and gas business"
Karshi Engineering and Economic Institute
Uzbekistan Karshi

ANALYSIS OF INDICATORS OF THE IMPACT OF RESIDUAL WATER DURING OIL PRODUCTION FROM WATER-FLOODED FORMATIONS

Abstract: This article presents information on the influence of the thickness of a conditional film layer of water on oil recovery indicators remaining in the reservoir layers during oil production, depending on the geological composition of the layers.

Key words: surface, residual, water, film layer, rocks, formation, displacement, oil, wells.

Введение

Решая вопросы, связанные с подсчетом запасов нефти и нефтеотдачей пласта, необходимо знать количество и распределение остаточной воды. Как показали исследования, коэффициент вытеснения нефти водой возрастает не только с ростом температуры и проницаемости пористой среды, но и с увеличением количества остаточной воды.

Под остаточной водой понимается суммарная влага: адсорбционная, или физически связанная, начальной капиллярности и углов пор [1].

Образование адсорбционной или связанной воды на поверхности частиц породы обуславливается как химическими, так и физическими силами, которые по своей природе являются электрическими [2]. Вода углов пор может быть также названа капиллярно-разобщенной или капиллярно неподвижным состоянием свободной пластовой воды.

В сцементированных и несцементированных горных породах связывание жидкости с дисперсными частицами сказывается в уменьшении живого сечения капилляров (пор), что приводит к уменьшению фильтрации флюидов через пористые среды.

Метод

Исследования ряда авторов показывают, что чем меньше в песчано-алевролитовых коллекторах веществ, подверженных гидратации, тем меньше содержится в них остаточной воды. Количество остаточной воды зависит еще от сортированности и окатанности кластического материала, слагающего породу, а также от размеров пор. Количество остаточной воды возрастает с повышением плотности отложений и с увеличением содержания в них тонких пор.

Распределение воды в коллекторе определяется различием в кривых капиллярного давления для отдельных слоев пласта. Более макропористые и проницаемые прослои обладают меньшим давлением вытеснения, и для того, чтобы в них наступило равновесие капиллярного давления между различными фазами флюидов, требуется меньшая водонасыщенность.

Толщина слоя связанной воды зависит от гидрофильности минерального состава скелета, внешних условий, условий равновесия между силой, отнимающей воду, и силой, связывающей воду у твердой поверхности, от

присутствия тех или иных катионов, степени концентрации электролитов в пластовой воде, а также от размера частиц породы [3].

Прямых измерений толщины смачивающих пленок воды или нефти на поверхности частиц породы до сих пор еще не сделано.

Измерения равновесной толщины смачивающих пленок, выполненные оптическим методом для воды и водных растворов солей Б.В.Дерягиным и М.М.Кусаковым, а также измерения различных индивидуальных углеводородных жидкостей, проведенные М.М.Кусаковым на различных твердых гладких поверхностях (кварц, алмаз, стекло и др.), показали, что толщина таких слоев составляет около 0,1 мкм. О размерах поровых каналов породы можно получить представление из формулы $r = 0,9 \sqrt{k/m}$ (r – средний радиус поровых каналов в микропорах, мкм; k – проницаемость в мкм²; m – пористость в процентах).

Толщину условного пленочного слоя воды (допуская существование сплошной пленки воды на поверхности породы) по К.Г.Оркину [1, 2] можно подсчитать, пользуясь формулой

$$\delta_{св} = \frac{\sigma_{св} \cdot m}{s \cdot 100} \quad (1)$$

где $\sigma_{св}$ – остаточная водонасыщенность, % (по объему); m – пористость в долях единицы; s – удельная поверхность породы, см²/см³; $\delta_{св}$ – толщина условного пленочного слоя воды, см.

На основании данных об остаточной водонасыщенности образцов пород из скважин, пробуренных на нефти, К.Г.Оркин установил толщину пленки воды 0,45 мкм.

Л.И. Рубинштейн для девонских кварцевых песчаников, отличающихся хорошей сортированностью обломочного материала и малым содержанием пелитовых частиц, установил толщину пленки 0,19 мкм.

И.А. Мухаринская подсчитала толщину условного пленочного слоя для образцов пород подкирмакинской свиты (Апшеронский полуостров) из двух скважин площади Хорасаны, пробуренных на нефти. Полученные значения. Полученные значения условного пленочного слоя воды колебались в пределах от 0,10 до 0,87 мкм, составляя в среднем по 33 образцам 0,454 мкм.

М.М.Кусаков и Л.И.Мекеницкая изучали среднюю толщину пленки дистиллированной воды в пористой среде различной проницаемости. Средняя толщина пленки дистиллированной воды вычислялась по разности между общим количеством остаточной жидкости и по величине удельной поверхности образцов пород. Она оказалась равной 10–5 см (0,1 мкм).

Решения

Состояние остаточной воды и начальное распределение нефти, газа и воды в пористой среде пласта определяется многочисленными свойствами пористой среды и пластовых жидкостей – структурой пор и составом пород,

физико-химическими свойствами пород и пластовых жидкостей, количеством и составом остаточной воды и т.д. [4].

Начальное распределение нефти, остаточной воды и газа в пористой среде пласта влияет на процессы движения нефти и вытеснения ее водой из пласта. В зависимости от количества, состава и состояния остаточных вод находится молекулярная природа поверхности пород коллекторов. Если остаточная вода в пласте в виде тонкой пленки покрывает поверхность поровых каналов, то поверхность твердой фазы остается гидрофильной. Если же пленка воды отсутствует, то нефть непосредственно соприкасается с твердой поверхностью и вследствие адсорбции поверхностно-активных веществ поверхность нефтяного коллектора становится в значительной мере гидрофобной.

По вопросу о виде остаточной воды, находящейся в пористой среде и других дисперсных телах, различные исследователи высказывают неодинаковое мнение. Однако большинство из них приходят к выводу [5] о существовании:

капиллярно связанной воды в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;

адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанной с частицами пористой среды (свойства адсорбционной воды значительно отличаются от свойств свободной);

пленочной воды, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы;

свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (ограничивается менисками на поверхности раздела вода – нефть, вода – газ).

Однако при анализе кернового материала в образце породы обычно определяется общее количество остаточной воды без количественной оценки различных ее видов. Это объясняется неопределенностью условий существования и классификации остаточной воды и сложностью раздельного ее определения по видам.

Общее количество различных форм связанной воды в породе зависит от состава и свойств пород и пластовых жидкостей. Для пород с другой структурой пор и содержащих иные количества глинистого материала зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости может количественно отличаться от приведенных. Однако характер зависимости в большинстве случаев тот же – с увеличением проницаемости количество остаточной воды в породе уменьшается.

Приближенно остаточную водонасыщенность песков $\sigma_{\text{овп}}$, песчаников $\sigma'_{\text{овп}}$ и известняков $\sigma_{\text{ови}}$ в зависимости от их абсолютной проницаемости k_0 и открытой пористости m_0 рекомендуется определять по формулам (в долях единицы)

$$\sigma_{\text{овп}} = 0,437 - 0,1551g \frac{k_0}{m_0}, \quad \sigma'_{\text{овп}} = 0,283 - 0,11g \frac{k_0}{m_0} \quad (2)$$

$$\sigma_{\text{ови}} = 0,183 - 0,11g \frac{k_0}{m_0}. \quad (3)$$

Показывают, что чем меньше в песчано-алевролитовых коллекторах веществ, подверженных гидратации, тем меньше содержится в них остаточной воды. Количество остаточной воды зависит еще от сортированности и окатанности кластического материала, слагающего породу, а также от крупности пор. Количество остаточной воды возрастает с повышением плотности отложений и с увеличением содержания в них тонких пор.

По своему химическому составу остаточная вода может сильно отличаться от контурной воды и от воды, добываемой вместе с нефтью и газом. Исследования показывают, что остаточная вода значительно солонее, чем морская (в 3–10 раз). Нормальная морская вода в среднем содержит 3,5 % (по массе) NaCl при общей минерализации, достигающей 35 000 мг/л. Содержание солей в пластовых водах нефтяных месторождений колеблется в пределах от 10 000 до 200 000 мг/л.

Повышенную минерализацию остаточной воды объясняют испарением молекул воды, а также воздействием геохимического градиента. Остаточная вода характеризуется повышенным содержанием хлора. Однако отмечаются и отклонения от этих закономерностей для некоторых месторождений.

Заключение

Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений, особенно применение физических и физико-химических методов воздействия на пласт, свидетельствует о том, что в процессах извлечения нефти и газа остаточная вода играет большую роль. По степени гидродинамической подвижности применительно к процессам вытеснения нефти водой ее можно классифицировать на фазово-подвижную, влияющую на показатели разработки в начальный период эксплуатации скважин, и фазово-неподвижную, перемещающуюся лишь благодаря смешению с водой, вытесняющей нефть.

В реальных условиях неоднородных нефтяных коллекторов остаточная вода не образует единого сплошного вала на фронте вытеснения. Чаще всего она поступает на забой скважин, имея различную степень разбавления закачиваемой водой. Лишь при больших скоростях вытеснения, когда происходит прорыв воды по отдельным пропласткам, или при очень устойчивом фронте вытеснения остаточная вода может образовывать скопления в виде вала перед закачиваемой водой.

При перемещении на фронте вытеснения остаточная вода может перетекать из более проницаемого слоя в менее проницаемый. Интенсивность перетоков зависит от соотношения капиллярных и гидродинамических сил.

Список использованной литературы

1. Амерханов И.М. Пластовые нефти Татарской АССР и изменение их параметров в зависимости от различных факторов. – Бугульма: 1975. – 482 с.

2. Арутюнов Б.И. Изоляция посторонних вод в эксплуатационных скважинах. – Баку: Азернефть, 1955. – 324 с.
3. Афанасьев А.В., Горбунов А.Т., ШустефИ.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. – М.: Недра, 1974. – 213 с.
4. Богомолов Г.В., Герасимов В.Г. Гидрогеология Волго-Уральской нефтегазоносной области. – М.: Недра, 1967. – 422 с.
5. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1981. – 232 с.
6. Вахитов Г.Г. Эффективные способы решения задач разработки неоднородных нефтеводонасыщенных пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 216 с.
7. Вейцер Ю.И., Минц Д.М. Высокомолекулярные флокулянты в процессах очистки воды. – М.: Стройиздат. – 1975.