

ВЛИЯНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО НЕСОВЕРШЕНСТВА НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ СКВАЖИН

1. Акрамов Бахшилло Шафиевич – кандидат технических наук, профессор, филиал в г. Ташкенте Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина.

2. *Хайитов Одилжон Гафурович – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, академик Туронской академии наук, зав. Кафедрой “Горное дело” Ташкентского государственного технического университета, г.Ташкент. Республики Узбекистан.*

3. Нуритдинов Жамолиддин Фазлиддин угли – инженер лаборатории «Подземная хранения газа» ОАО “УзЛИТИнефтегаз”. г.Ташкент. Республики Узбекистан.

4. Гафуров Шухрат Одилжон угли – магистрант кафедры “Нефтегазопромысловая геология” Ташкентского государственного технического университета, г.Ташкент. Республики Узбекистан.

5. Жанабоев Давлатбой Бахтиёр угли – магистрант кафедры “Нефтегазопромысловая геология” Ташкентского государственного технического университета, г.Ташкент. Республики Узбекистан.

Реалии настоящего времени требуют более детального подхода к решению проблем, связанных с добычей полезных ископаемых, не является исключением и нефтегазовая область. Особенно это касается нашей республики, где в будущем прогнозируется нехватка такого важного сырья, как нефть. Это обстоятельство ведет к тому, что в процессе проектирования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений должны учитываться каждые мелочи, не говоря уже о решении глобальных проблем, связанных с повышением конечной нефтедачи.

Не мало важным этапом в разработке и проектировании разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений является оптимальный выбор типа конструкции скважины, способа ее заканчивания, параметров первичного, вторичного вскрытия, освоения, а также определения начальных дебитов. Едва ли не основное место среди перечисленных процессов занимает оценка влияния гидродинамического несовершенства. Гидродинамическое несовершенство скважины, что было продемонстрировано в диссертационной работе. И не учитывать его при проектировании разработки никак нельзя.

Проектирование и разработка подгазовых нефтяных залежей с подошвенными водами осложнено преждевременными прорывами газа и воды. Для рациональной выработки запасов нефти такого типа месторождений необходимо выявить оптимальный безводный, безгазовый дебит, который обеспечивал бы долгую безводную эксплуатацию. Не последнюю роль в определении дебита играет значение дополнительного гидродинамического сопротивления, обусловленного несовершенством скважин. При чем данное сопротивление может значительно снизить дебит нефти. Однако правильный выбор решений по оптимизации гидродинамического несовершенства может существенно повысить сроки безводной эксплуатации.

В процессе добычи нефти и газа процесс течения продукции в пористой среде сопровождается определенными фильтрационными сопротивлениями, которые являются неизвестными. В призабойной зоне скважины возникают дополнительные фильтрационные сопротивления, связанные, во-первых, с наличием самой скважины и, во-вторых, с конкретным ее исполнением. Для сравнения скважин между собой и оценки каждой конкретной скважины вводятся понятия гидродинамически совершенной скважины и гидродинамически несовершенных скважин.

На рисунке 1 приведены схемы гидродинамически совершенной и гидродинамически несовершенных скважин.

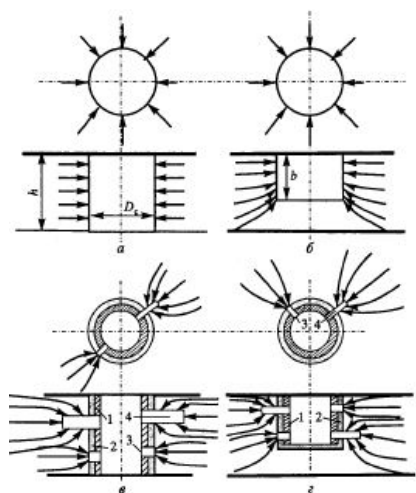


Рис. 1. Схемы гидродинамически совершенной (а) и гидродинамически несовершенных скважин: б — по степени вскрытия; в — по характеру вскрытия; г — по степени и характеру вскрытия; 1 — обсадная колонна; 2 — цементный камень; 3 — перфорационное отверстие; 4 — перфорационный канал.

Под гидродинамически совершенной будем понимать такую скважину, которая вскрыла продуктивный горизонт на всю толщину h и в которой отсутствуют любые элементы крепи (обсадная колонна, цементный камень. Забойные устройства), т.е. скважина с открытым забоем. При течении продукции в такую скважину фильтрационные сопротивления обусловлены только характеристикой продуктивного горизонта и являются минимально возможными (рисунок 1а). Во всех остальных случаях когда скважина обсажена и перфорирована она считается гидродинамически несовершенной (рисунок 1б, 1в, 1г).

Прямое решение задачи о дебите сетки несовершенных скважин представляет чрезвычайно большие трудности. Методы приближенного решения этих задач, разработанные проф. И. А. Чарным [138], основываются на идее, высказанной им же. Сущность ее состоит в следующем.

Теория плоского течения жидкости в пласте показывает, что при любом размещении скважин, если расстояния между ними во много раз больше радиуса скважин, эквипотенциальные линии до некоторого отдаления от стенок скважин мало отличаются от окружностей. Это означает, что в призабойной зоне течение с большой точностью можно рассматривать как радиальное. С другой стороны, изучение осесимметричного пространственного потока к одной несовершенной скважине выявило, что любое поле эквипотенциальных поверхностей на расстоянии от стенки скважины, равном мощности пласта, практически переходит в поле плоского течения.

В силу этих обстоятельств можно выделить цилиндрическую область каждой скважины с радиусом порядка одной мощности и считать приближенно, что внутри ее течения пространственное осесимметричное, а в остальной части пласта – плоское. При этом потенциал скорости на внешней границе цилиндрической области неизвестен и должен быть определен в ходе решения задачи.

Приведенные соображения остаются справедливыми также для совместного течения двух жидкостей в пласте.

Нами на примере месторождения Арнияз исследовано влияние гидродинамического несовершенства на работу добывающих скважин.

Промышленная нефтегазаносность связано с рифогенными отложениями верхнеюрской карбонатной формации, являющейся в пределах Бухаро-Хивинской нефтегазаносной области в юго-западных отрогах гиссарского хребта регионально продуктивной толщей. Продуктивными горизонтами являются XV-НР и XV-Р. XV-Р горизонт характеризуется достаточно высокой проницаемостью, колеблющейся в значительных пределах, среднее значение принято равным 1,066 Д, анизотропия пласта равна 1,13. XV-НР горизонт характеризуется высокой расчлененностью, среднее значение проницаемости составляет 0,380 Д, коэффициент анизотропии равен 1,17.

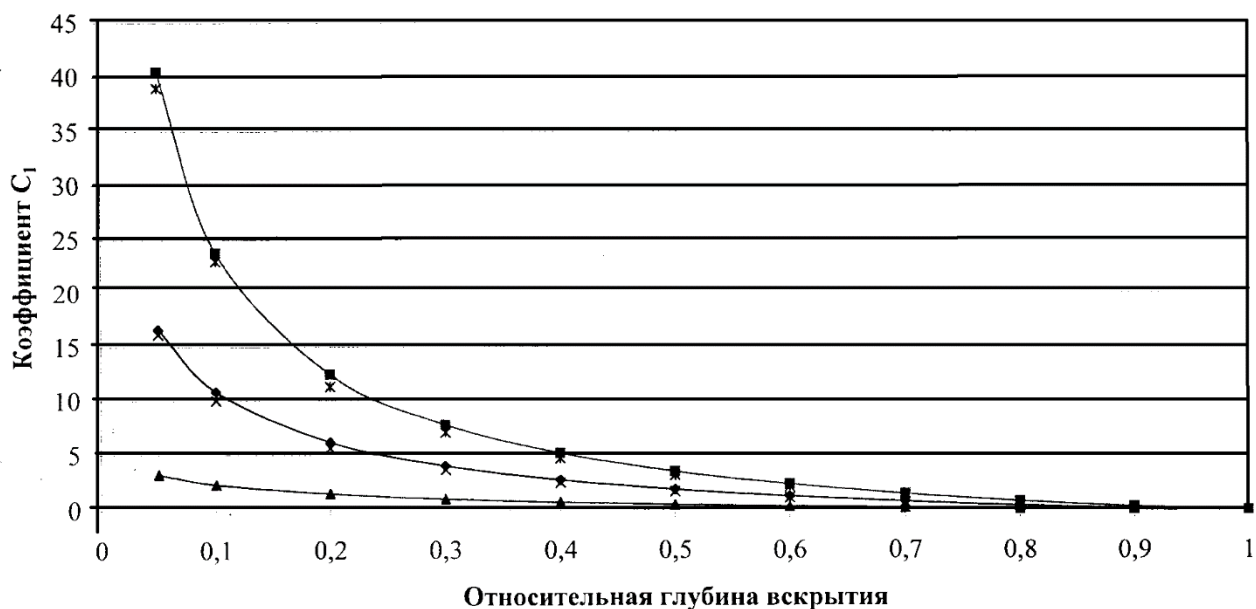
Разработка и эксплуатация месторождения Арнияз осложнена прорывами газа и конусами воды. Как и на многих месторождениях Бухаро-Хивинской нефтегазаносной области мощность нефтяной оторочки месторождения Арнияз не значительна (16 м), что в свою очередь усложняет рациональную разработку данного месторождения.

Ввиду всего сказанного, важнейшая проблема оптимальной разработки месторождений такого типа, каким является Арнияз, заключается в выборе определении безводного дебита, который обеспечивал бы безводную эксплуатацию. Важнейшую роль в определении безводного дебита играет гидродинамическое сопротивление, обусловленное несовершенством скважин. Геолого-физическая характеристика, продуктивные параметры пласта, физико-

химические свойства насыщающих его флюидов приведенные в первой главе прослужат для расчетов по определению гидродинамического несовершенства и оптимального безводного дебита.

Все скважины месторождения Арнияз являются гидродинамически несовершенными. Результаты исследований по определению метода несовершенства приведены на рисунке 2, 3.

По результатам проведенных исследований можно сформулировать некоторые рекомендации по снижению дополнительного фильтрационного сопротивления, обусловленного гидродинамическим несовершенством. К положительному эффекту (снижению коэффициентов несовершенства) ведет увлечение относительной глубины вскрытия, увеличение числа перфорационных отверстий, диаметра и глубины перфорационных каналов в пласте. Однако, в стремлении получить высокий дебит, не следует забывать о физико-геологических свойствах коллектора, свойствах насыщающих его жидкостей, пределах прочности колонн и пласта и конечно же о интервале вскрытия, обеспечивающим продолжительную безводную эксплуатацию.



◆ при a=10 ■ при a=60 ▲ при a=0,8 соответствует условиям на мест. Арнияз × по гр. Щурова при a=10 * по гр Щурова при a=60

Рисунок 2 - Сравнение теоретических коэффициентов гидродинамического несовершенства по степени вскрытия от относительной глубины вскрытия скважины

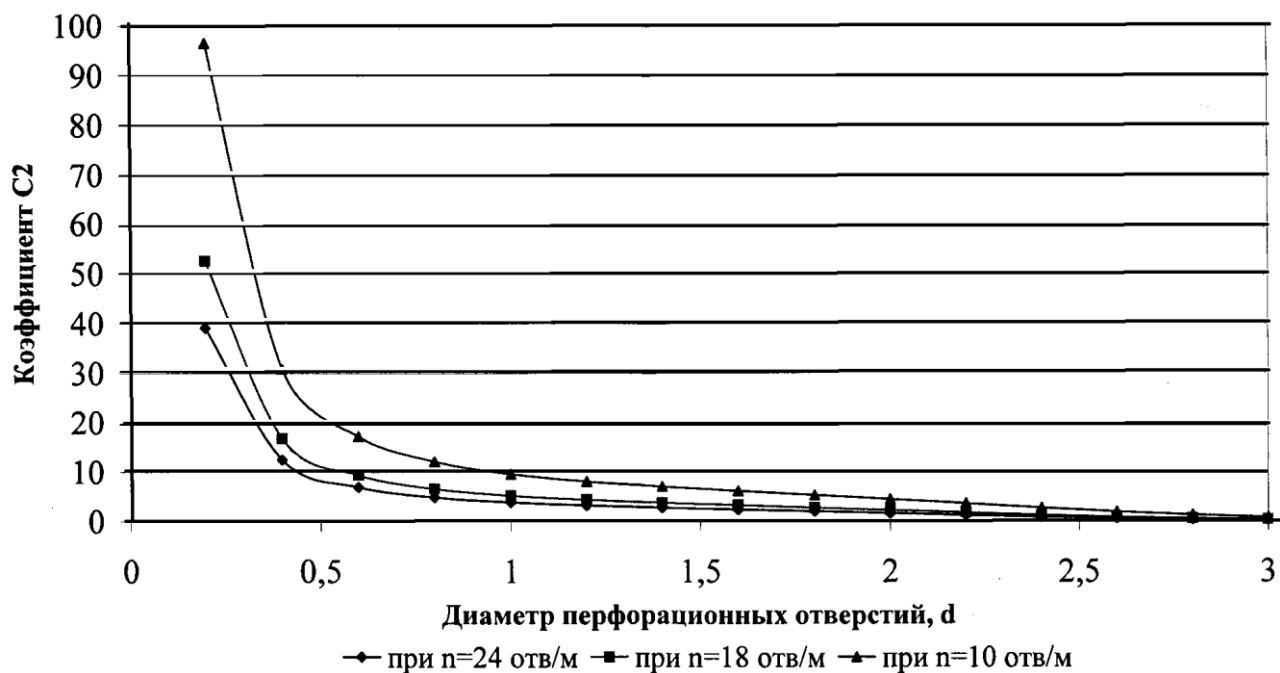


Рисунок 3 - Зависимость коэффициента гидродинамического несовершенства по характеру вскрытия (C_2) от диаметра перфорационных отверстий (d)

В последующим, на основе полученных результатов по определению коэффициентов гидродинамического несовершенства был проведен прогноз показателей разработки с различными вариантами вертикальных скважин (гидродинамически совершенной, гидродинамически несовершенной по степени вскрытия, несовершенной по характеру вскрытия, несовершенной по степени и характеру) на примере месторождения Арнияз.

Проведя анализ полученных прогнозных показателей изменения дебитов, добычи нефти и обводнения во времени и последующей экономической оценки себестоимости при различных вариантах эксплуатации можно рекомендовать эксплуатировать данный горизонт скважиной, несовершенной по степени и характеру вскрытия, которая обеспечивает наиболее долгую безводную эксплуатацию. Это доказано расчетами перевода безводной эксплуатации для такого типа скважин в главе 4.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи (Учебное пособие). – М.: Недра, 1984.
2. Мищенко И.Т., Гумерский Х.Х., Марьенко В.П. Струйные насосы добычи нефти. – М.: Нефть и газ, 1996.
3. Золотухин А.Б., Гудместад У.Т., Ермаков А.И., Якобсен Р.А., Мищенко И.Т., Вовк В.С., Лосет С., Шхинек К.Н. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике. – М.: Нефть и газ, 2000.
4. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000.