

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПЛОЩАДИ ДРЕНИРОВАНИЯ ПЛАСТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Сова В.Э.

ОАО «СевКавНИПИГаз»

В работе представлена методика оценки площади дренирования по результатам исследования разведочных скважин. Дано теоретическое обоснование метода и его практическое применение. Освещены условия и ограничения применения метода.

Ключевые слова: *площадь дренирования пласта, разведочная скважина, исследование, кривая восстановления давления, радиально-бесконечный приток, уравнение псевдо-установившегося режима.*

Оценка площади дренирования пласта разведочной скважиной крайне важна для уточнения данных сейсморазведки, подсчета запасов углеводородов и планирования дальнейших геологоразведочных работ на перспективной нефтегазодобывающей площади.

В нефтегазопромысловой практике предложено множество методов для оценки площади дренирования пласта по результатам исследования скважин [1]. Однако данные методы основаны либо на длительном наблюдении за забойными давлениями скважины, работающей на одном и том же режиме (так называемое исследование на границы дренирования), либо же на регистрации скорости взаимовлияния соседних скважин – исследование на интерференцию.

Применение данных методов на разведочных скважинах перспективных нефтегазодобывающих площадей весьма ограничено ввиду отсутствия систем промыслового нефтегазосбора для обеспечения длительной эксплуатации скважин, а также отсутствия соседних скважин.

Однако зачастую возникает необходимость в ориентировочной оценке площади дренирования для валидации данных сейсморазведки именно при исследовании разведочных скважин. Данное обстоятельство вызвано противоречивостью между данными сейсморазведки, в частности по площади перспективного участка и выдержанности коллектора в его пределах, и реальным поведением системы скважина-пласт в процессе исследования.

Нами предложен способ определения ожидаемой площади дренирования по результатам исследования разведочных скважин. Для иллюстрации данного способа мы приведем практический пример.

В 1977 году в результате сейсморазведки было выявлено газовое месторождение Dub, имеющее размеры $2,2 \cdot 1,6$ км и соответственно площадь дренирования $3,52$ км². В 1983 году было окончено бурение разведочной скважины S-6, после выхода из бурения на ней были проведены газодинамические исследования.

Предварительно мы проведем интерпретацию результатов газодинамических исследований с помощью автоматизированной системы интерпретации для определения фильтрационных свойств коллектора.

Соответствующие исходные данные и результаты моделирования свойств насыщающих флюидов и горной породы в пластовых условиях приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Исходные данные для расчета параметров продуктивного пласта

Интервал залегания продуктивного пласта, м	Наименование параметра	Значение
1310,6-1332,6	Эффективная толщина, м	22
	Пористость, доли единицы	0,17
	Газонасыщенность, доли единицы	0,70
	Водонасыщенность, доли единицы	0,30

Таблица 2

Результаты моделирования свойств насыщающих флюидов и горной породы в пластовых условиях

Наименование параметра	Значение
Объемный коэффициент	
- газа	0,00691513
- воды	1,003
Коэффициент сверхсжимаемости газа	0,846493
Вязкость, сПз:	
- газа	0,0165
- воды	0,67
Сжимаемость, (кгс/см ²) ⁻¹ :	
- газа	0,00756
- воды	$4,594 \cdot 10^{-5}$
- скелета горной породы	$5,508 \cdot 10^{-5}$
Плотность, кг/м ³ :	
- газа	111,593
- воды	1004,82

Интерпретация, полученных по результатам исследований данных, осуществляется путем загрузки полной истории исследования, приведена на рис. 1. Для определения параметров продуктивного пласта использовалась кривая восстановления пластового давления (КВД), записанная после работы скважины на режиме с дебитом газа 167,40 тыс. м³/сут.

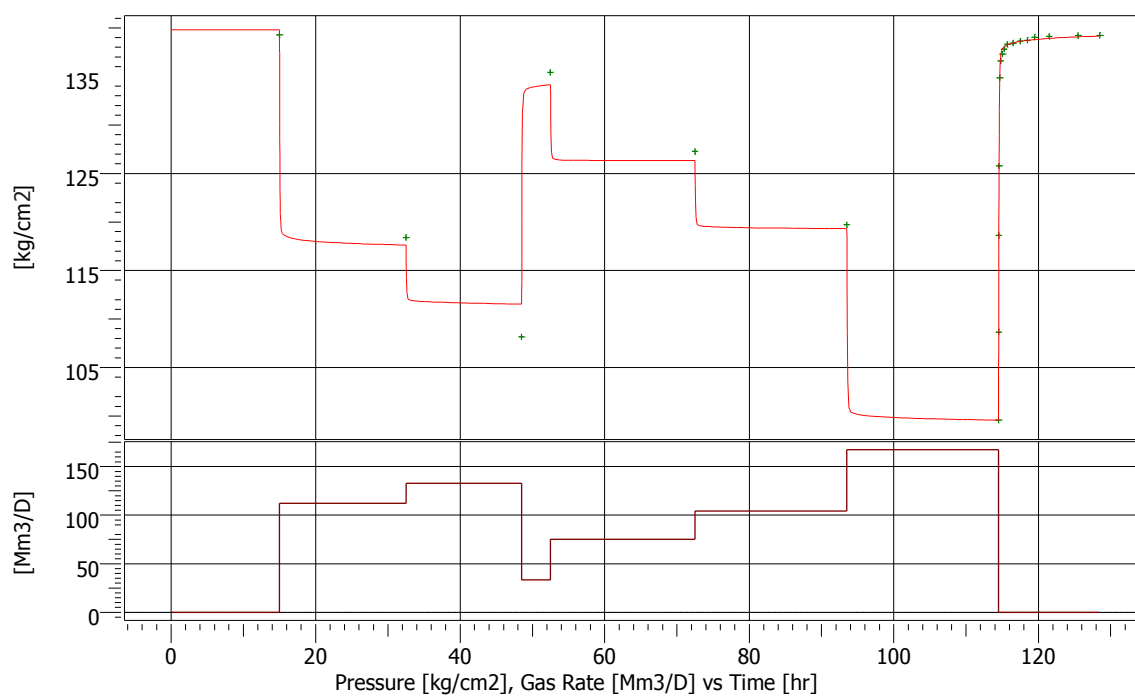


Рисунок 1. История исследования скважины S-6 месторождения Dub и ее воспроизведение по результатам интерпретации исследований

Обработка КВД осуществлялась путем построения графиков зависимости разницы псевдадавлений реального газа между текущим пластовым псевдадавлением и забойным псевдадавлением перед закрытием скважины на КВД и производной этой разницы по времени от времени остановки скважины в билогарифмическом масштабе – рисунок 2.

Определение параметров продуктивного пласта осуществляется путем наложения графиков зависимости разницы псевдадавлений реального газа между текущим пластовым псевдадавлением и забойным псевдадавлением перед закрытием скважины на КВД и производной этой разницы по времени от времени остановки скважины на модельные кривые Грингартена-Бордуэта [1], наилучшим образом соответствующим действительным кривым.

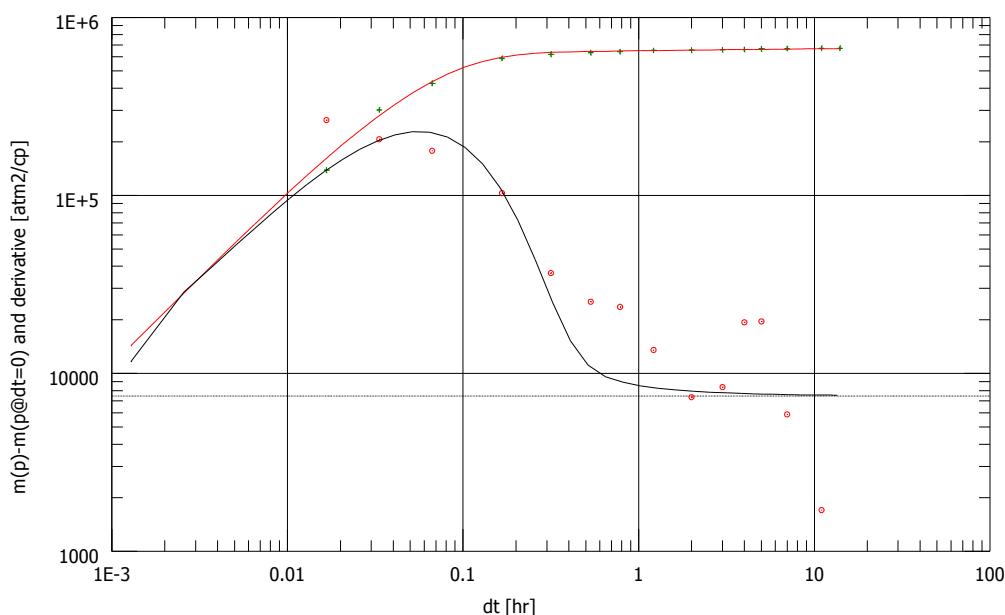


Рисунок 2. КВД по скважине S-6 месторождения Dub в билогарифмическом масштабе с наложенными типовыми кривыми

Для скважины S-6 модель «скважина-пласт» наилучшим образом соответствует модели однородного радиально-бесконечного пласта, которая является стандартной моделью для большинства разведочных скважин, исследуемых после выхода из бурения. Это связано с удаленностью границ дренирования и малым временем исследования скважины, по сравнению со временем необходимым для достижения импульсом давления границ дренирования.

Результаты определения фильтрационных параметров продуктивного пласта приведены в таблице 3.

Заключительным этапом при интерпретации исследований является расчет и построение кривой притока для скважины на основании полученных фильтрационных параметров и рассчитанного средневзвешенного пластового давления.

Следует отметить разницу между начальным пластовым давлением, полученным при интерпретации, и средневзвешенным: начальное пластовое давление – это давление одинаковое в любой точке залежи до начала ее разработки; средневзвешенное давление – это средневзвешенное по объему дренирования пластовое давление при работе скважины с постоянным дебитом в течении времени, достаточного для достижения условий псевдо-установившегося режима (достижения импульсом давления границ дренирования пласта скважиной).

Таблица 3

Параметры продуктивного пласта по результатам исследований

Параметр	Численное значение
Начальное пластовое давление, кгс/см ²	139,798
Пластовая температура, °С	45
Средняя проницаемость, мД	20,7
Скин-фактор: - постоянная составляющая - общий перед закрытием скважины на КВД - темп изменения скин-фактора, (тыс. м ³ /сут) ⁻¹ - потери депрессии на преодоление скин-фактора, % от создаваемой депрессии	+21,1 +37,9 0,1 82,53
Коэффициент влияния ствола скважины, м ³ / (кгс/см ²)	0,0803
Радиус, м: - исследования - дренирования	147 границы дренирования не достигнуты
Площадь дренирования, м ²	границы дренирования не достигнуты

Расчет средневзвешенного пластового давления производится исходя из дебита и забойного давления, предшествующих закрытию скважины на КВД. Расчет ведется по уравнению псевдо-установившегося режима вида (для газовой скважины) [1]:

$$m(\bar{p}) = m(p_{wf}) + 0,1491 \frac{T}{kh} \left(\log \frac{A/r_w^2}{C_A} + 0,351 + 0,87 S \right) q_{sc} + 0,1296 \frac{T}{kh} D q_{sc}^2, \quad (1)$$

где $m(\bar{p})$ - средневзвешенное пластовое давление в форме псевдодавления, атм²/сПз;

$m(p_{wf})$ - забойное давление перед закрытием скважины на КВД в форме псевдодавления, атм²/сПз;

T - пластовая температура, К;

k - средняя проницаемость продуктивного пласта, мД;

h - толщина пласта, м;

A - площадь дренирования, м²;

r_w - радиус скважины по долоту, м;

C_A - форм-фактор зоны дренирования;

- S - скин-фактор (постоянная составляющая);
 q_{sc} - дебит газа в стандартных условиях, тыс. м³/сут;
 D - темп изменения скин-фактора, (тыс. м³/сут)⁻¹.

Переход от формы псевдодавления к действительному давлению осуществляется на основании функций свойств газа при данных термодинамических условиях.

Используя значение площади залежи, полученное по данным сейсморазведки, и значение форм-фактора, соответствующего круговой конфигурации залежи (31,62), было рассчитано средневзвешенное пластовое давление, которое составило 140,399 кгс/см². Из таблицы 3 видно, что данное значение превышает начальное пластовое давление. Данное обстоятельство противоречит фундаментальным законам гидродинамики и может иметь место только в случае нагнетания флюида в залежь.

Вышеприведенные расчеты и рассуждения позволяют говорить об отсутствии гидродинамической связи на всей площади залежи. Отсюда возникает неопределенность в размерах площади дренирования скважины S-6 и необходимость ее оценки сторонними методами.

Известно, что при условиях радиально-бесконечного притока, когда время исследования скважины мало по сравнению со временем необходимым для распространения депрессионной воронки на значительное расстояние от скважины (чему способствует также низкая проницаемость коллектора и высокое значение скин-фактора), средневзвешенное пластовое давление можно приближенно считать равным начальному пластовому давлению [1].

Используя это допущение можно преобразовать уравнение (1) в выражение для определения площади дренирования:

$$A = C_A r_w^2 \cdot 10^{\left(\frac{m(p_i) - m(p_w) - 0,1296 \frac{T}{kh} D q_{sc}^2}{0,1491 \frac{T}{kh} q_{sc}} - 0,351 - 0,87 S \right)}, \quad (2)$$

где $m(p_i)$ - начальное пластовое давление в форме псевдодавления, атм²/сПз.

Значение площади дренирования, полученное таким способом, составило 0,774 км². Следует отметить, что данное значение площади дренирования является максимальным, поскольку максимальным пределом для значения средневзвешенного пластового давления является начальное пластовое давление. Значение форм-

фактора при таких расчетах обычно принимается равным значению для круговой зоны дренирования (31,62), которое, в свою очередь, является макси-мальным в ряду аналогичных значений для других конфигураций зоны дренирования.

На данный момент месторождение Dub окончено разработкой, и мы имеем возможность, используя историю разработки, определить площадь дренирования скважины S-6 сторонним методом, для оценки применимости и точности изложенной методики расчета площади дренирования разведочной скважины.

Голан и Витсон [2] предложили следующее выражение для оценки площади дренирования скважины, используя данные добычи по скважинам месторождения:

$$A_w = A_T \left(\frac{q_w}{q_T} \right), \quad (3)$$

где A_w - площадь дренирования скважины, м²;

A_T - площадь залежи, м²;

q_w - дебит скважины, тыс. м³/сут;

q_T - суммарный дебит по месторождению, тыс. м³/сут.

Следует отметить, что представленное выражение рассматривает залежь как единую гидродинамическую систему, при этом распределение площадей дренирования будет определяться лишь размером депрессионной воронки конкретной скважины. Площадь дренирования конкретной скважины будет являться динамическим параметром, изменяющимся в зависимости от изменения дебита скважины и числа скважин на месторождении.

Как было отмечено выше зона дренирования скважины S-6, предположительно, не имеет гидродинамической связи с остальной частью залежи. В связи с этим, мы воспользовались выражением Голана и Витсона для оценки площади дренирования скважины S-6 по данным разработки месторождения, в следующей модификации:

$$A_w = A_T \left(\frac{G_{pw}}{G} \right), \quad (4)$$

где G_{pw} - накопленная добыча газа по скважине на момент окончания ее эксплуатации, млн м³;

G - начальные запасы газа в залежи, млн м³.

Площадь дренирования скважины S-6 определенная таким способом составила 0,981 км², относительное отклонение между значениями полученным по результатам исследований и данным разработки равно 21,10 %. Несмотря на более чем 20 % отклонение, полученные двумя разными способами значения весьма близки между собой и значительно отличаются от значения общей площади залежи, что служит своеобразным подтверждением предположения об отсутствии гидродинамической связи зоны дренирования скважины S-6 с остальной частью залежи.

Ранее уже упоминалось, что значение площади дренирования, полученное по результатам исследований, является максимальным, поэтому несколько большее значение аналогичного параметра, полученное по данным разработки, может свидетельствовать не только об отклонении фактических параметров пластовых процессов от значений параметров, полученных по результатам интерпретации исследований, но и о некоторой неточности определения накопленной добычи газа, ввиду подключения к узлу замера газа, помимо скважин месторождения Dub, ряда скважин соседнего месторождения.

Так или иначе, практический пример наглядно продемонстрировал эффективность применения предложенной методики, в плане получения удовлетворительного значения площади дренирования разведочной скважины, по результатам исследований. Ценность методики заключается в получении адекватных и обоснованных результатов в условиях ограниченного набора данных и высокой неопределенности.

В заключении отметим основные условия и ограничения применения методики:

1) Методика применима только в условиях радиально-бесконечного притока к скважине в процессе исследования, наличие которого диагностируется по кривой восстановления (стабилизации) давления, построенной в билогарифмических координатах;

2) Наиболее подходящими кандидатами для использования методики являются скважины, вскрывающие слабопроницаемые (1-10 мД) и среднепроницаемые (10-100 мД) коллектора, а также скважины со значительным скин-эффектом (потери депрессии на преодоления скин-эффекта 50 % и более);

3) Не рекомендуется применять методику для хорошо проницаемых (100-1000 мД) и очень хорошо проницаемых коллекторов (более 1000 мД), ввиду высокой скорости распространения депрессионной воронки в таких коллекторах, что приводит к установлению на значительной части площади дренирования давления, близкого к средневзвешенному пластовому давлению;

4) Также не рекомендуется применять методику в случае раннего проявления одной или нескольких границ дренирования на билогарифмическом графике, поскольку наличие близких границ дренирования приводит к новому перераспределению давления при малом времени исследования скважины.

Как видно из формулы (1) значительные изменения площади дренирования не приводят к ощутимым изменениям средневзвешенного пластового давления, поскольку она находится под знаком логарифма, в тоже время небольшие изменения в величине начального пластового давления (приближение его к средневзвешенному) приводят к существенным изменениям в площади дренирования скважины. Именно поэтому применение методики ограничено вышеобозначенными пределами.

Литература

1. Bourdet, D. Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam: Elsevier, 2002. 438p.
2. Ahmed, T., McKinney, P.D. Advanced Reservoir Engineering. Gulf Professional Publishing, 2005. 407p.