

УДК 622.276.432

А. О. Изгалиева, магистрант,

А. А. Мурзагалиева, магистр, преподаватель,

А. А. Рахимов, кандидат технических наук, доцент

Западно-Казахстанский аграрно-технический университет им. Жангир хана, г.Уральск

АНАЛИЗ КОМПЛЕКСНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЧАГАНАК

Аннотация

В статье на основе обзора литературных источников сделан анализ и выбор оптимального варианта разработки для повышения нефтеотдачи пласта. Обратная закачка газа позволяет интенсифицировать текущую добычу углеводородного сырья, увеличивать степень извлечения углеводородов путем поддержания пластового давления.

***Ключевые слова:** Карачаганак, углеводородоотдача, пласт, сайклинг-процесс, разработка, газоконденсат, месторождение, поддержание пластового давления, обратная закачка газа, продуктивный горизонт, дебит.*

По разведанным запасам нефти Казахстан занимает 13-е место в мире, по газу – 15-е. Оценка нефтегазового потенциала республики базируется на разведанных запасах углеводородов, перспективных и прогнозных ресурсах с учетом тенденции их разведки, добычи, транспортировки, переработки и экспорта.

Одну из значимых мест в нефтегазовой промышленности Казахстана занимает Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение, с которым связано будущее газовой промышленности нашей республики.

Интенсивное развитие газодобывающей промышленности требует повышения эффективности процессов добычи природного газа и конденсата, увеличение углеводородоотдачи пластов, совершенствования систем разработки и способов эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, улучшения методов промысловой подготовки газа и конденсата [1].

Одним из способов увеличения углеводородоотдачи пластов является использование сайклинг-процесса, т.е. способа разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления посредством обратной закачки газа в продуктивный горизонт.

В данной работе приведен анализ текущего состояния разработки Карачаганакского месторождения с применением сайклинг-процесса, а также анализ комплексного исследования призабойной зоны эксплуатационных и нагнетательных скважин.

В обязательный комплекс промыслово-геофизических исследований скважин и методов контроля входят:

- замеры дебитов отдельных пластов в скважинах, эксплуатирующих многопластовые объекты приборами глубинной потокометрии;
- по нагнетательным скважинам - замеры приемистости отдельных пластов многопластовых объектов глубинными расходомерами;
- промыслово-геофизические исследования по определению технического состояния скважин.

Каротажные работы проводятся в обязательном порядке:

- в каждой новой скважине;
- до (по мере необходимости) и после (всегда) осуществления какого-либо технологического или технического мероприятия (капитальный ремонт, смена оборудования, изоляционные работы, соляно-кислотная обработка призабойной зоны скважины).

Каротажные работы проводятся геофизической компанией “Ехро” с целью оценки технического состояния и возможностей скважины, а также эффективности проведенных на

скважине мероприятий.

Оборудование для проведения каротажа включает в себя:

1. Линия отдувки с манифольдом (монтаж и опрессовка).
2. Лебедки КРС (Установка канатной техники, монтаж).
3. Превентор и лубрикатор (монтаж на устье, проверка превентора на функционирование).
4. Каротажный инструмент компании “Sondex”, состоящий из: аккумулятора; картриджа памяти; локатора муфт – для определения местоположения муфт НКТ и ОК; гамма детектора – для привязки по литологии (для определения радиоактивного фона в скважине); диэлектрика – для определения диэлектрической характеристики потока; плотномера – для определения плотности жидкости в скважине; каверномера - для определения профиля ствола скважины; центратора – для центровки прибора в стволе скважины; манометра – для регистрации пластового и забойного давлений; термометра – для регистрации температуры в скважине; дебитомера.

Основными задачами исследования эксплуатационных скважин являются:

- Определение профиля притока скважины;
- Количественная и качественная оценки притока из каждого работающего интервала;
- Определение мощности работающих пластов;
- Выявление характера поступающего флюида из работающих интервалов;
- Определение местоположения башмака НКТ и других элементов подземного оборудования скважины;
- Привязка по глубине (корреляция глубин).

Одним из способов увеличения углеводородотдачи пластов является использование сайклинг-процесса, т.е. способа разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления на уровне не ниже давления конденсатообразования посредством обратной закачки газа в продуктивный горизонт. Сущность этого процесса заключается в поддержании пластового давления выше давления начала конденсации, так как сложная многокомпонентная газоконденсатная смесь при высоких пластовых давлениях находится в газообразном состоянии, а во время разработки пластовое давление падает и конденсат может выпадать в поровом пространстве и к забоям добывающих скважин движется газ с уменьшенным содержанием конденсата, что также ведет к значительным экономическим потерям. Для предотвращения потери конденсата в пласте обязательно поддержание пластового давления [2].

Технологический режим работы нагнетательной скважины обуславливается давлением нагнетания (устьевое давление работающей скважины), репрессией на пласт, зависящей от текущего пластового давления, коллекторскими свойствами пласта, и оценивается приемистостью скважины.

Давление нагнетания определяется исходя из величины проектируемого давления на выкиде компрессорной станции, которое составляет 55,0 МПа. Потери давления на трение в коллекторных и выкидных линиях составляют не более 5,0 МПа при приемистости скважин 1,1 млн.м³/сут. При указанных условиях максимальное давление нагнетания составляет 50-55 МПа в зависимости от удаленности скважины от КСНГ. Фактически давление на устье нагнетательной скважины зависит, при прочих равных условиях (давление нагнетания, удаленность от КСНГ), от приемистости самой скважины. Максимально допустимое забойное давление нагнетательной скважины ограничивается давлением гидроразрыва пласта, которое оценивается 65,0 МПа. Забойное давление скважины рассчитано по заданному давлению на устье и приемистости скважины, которое складывается из устьевого давления и давления столба газа за вычетом потерь давления на трение.

Репрессия на пласт определяется текущим пластовым давлением. В зависимости от темпов отбора газа с каждой скважины (истощенности зоны) текущее пластовое давление на различных участках месторождения значительно отличается друг от друга.

В центре газоконденсатной залежи расположена батарея нагнетательных скважин, на периферии – батарея эксплуатационных скважин. Режим пласта – газовый, течение газа – изотермическое. Движение газа описывается линейным законом. Считаем плотности

закачиваемого и сырого газа практически одинаковыми, контакт сухого и сырого газа – вертикальной плоскостью. Диффузией газа в зоне контакта пренебрегаем, считаем, что от границы раздела до эксплуатационных скважин движется сырой газ, от нагнетательных скважин до границы раздела сухой газ. Для простоты приближенного расчета батареи нагнетательных и эксплуатационных скважин заменим дренажными галереями. Суммарный расход газа закачиваемого через n нагнетательных скважин сухого газа $Q_c=Q_c(t)$ и суммарный дебит эксплуатационных скважин $N=N(t)$ заданы во времени.

Исходные данные: $R_k=3000$ м, $R_c=R_s=0,084$ м, $p_n=57$ МПа, $h=148,4$ м, $m=0,104$, $\mu_c=\mu_{ж}=0,084$ мПа*с, $k=3,22*10^{-3}$ мкм², $R_0=250$ м, давления начала конденсации $p_{нк}=48,5$ МПа, $\Omega_n=436,15*10^6$ м³, $\Omega_0=3,029*10^6$ м³, $Q_c=N=18,1*10^6$ м³/сут.

Определяется изменение во времени положения границы раздела $R=R(t)$, давления на границе раздела $p^l=p^l(t)$, давлений на забоях нагнетательных и эксплуатационных скважин: $p_c=p_c(t), p_s=p_s(t)$.

Обозначим: R_c – радиус нагнетательной скважины; R_s – радиус эксплуатационной скважины; k – коэффициент проницаемости; m – коэффициент пористости; $\mu_c, \mu_{ж}$ – динамические коэффициенты вязкости сухого и жирного газа соответственно; h – мощность пласта; R_k – радиус окружности галереи, на которой расположены эксплуатационные скважины; R_0 – радиус батареи нагнетательных скважин.

Используем метод последовательной смены стационарных состояний.

Расход газа при закачке можно выразить следующей формулой:

$$Q_c = \frac{d}{dt} \left(\Omega_1 \frac{p_1}{p_a} \right), \quad (1)$$

где Ω_1 – объем порового пространства залежи, занятый сухим газом,

$$\Omega_1 = \pi R^2 h m, \quad (2)$$

p_1 – средневзвешенное по объему давление в области, занятой сухим газом;

p_a – атмосферное давление.

Интегрируя уравнение (1) в пределах от 0 до t и от $p_{ндор1}$, получим

$$Q_z = \frac{\Omega_1 p_1 - \Omega_0 p_n}{p_a}, \quad (3)$$

$$Q_z = \int_0^t Q_c dt - \text{приведенный к атмосферному давлению и пластовой}$$

температуре объем закаченного газа в пласт;

Ω_0, p_n – начальный объем порового пространства и давление в области, занятой сухим газом при $t=0$.

При отборе газа аналогично имеем

$$N = - \frac{d}{dt} \left[\left(\frac{\Omega_n - \Omega_1}{p_a} \right) p_2 \right], \quad \dots \quad (4)$$

Ω_n – объем порового пространства газовой залежи, принимаемый постоянным,

$$\Omega_n = \frac{d}{dt} \pi R_k^2 h m.$$

Интегрируя уравнение (3.4.4) в пределах от 0 до t и от $p_{ндор2}$, получим

$$Q_{от} = \frac{p_n (\Omega_n - \Omega_0) - p_2 (\Omega_n - \Omega_1)}{p_a}, \quad (5)$$

$$Q_{от} = \int_0^t N dt - \text{объем отобранного газа из залежи, приведенный к}$$

атмосферному давлению и пластовой температуре;

p_2 – средневзвешенное по объему давление в области, занятой сырым газом.

В случае радиального движения газа средневзвешенное по объему давление с большой степенью точности можно принять равным контурному, т.е. $p_1 \approx p_2 \approx p^I$.

Тогда вычитая из выражения (3) выражение (5), после простых преобразований получим

$$p^I = p_n + \frac{(Q_3 - Q_{OT}) p_a}{\Omega_n} \quad (6)$$

Подставляя выражение (6) в (3) с учетом уравнения (2), получим

$$R = \sqrt{\frac{(Q_3 p_a + \Omega_0 p_n) \Omega_n}{\pi h m [p_n \Omega_n + (Q_3 - Q_{OT}) p_a]}} \quad (7)$$

Зная $p^I = p^I(t)$, $R = R(t)$, легко получить все остальные требуемые зависимости.

В том случае, если объемы отбираемого сырого газа и возвращаемого сухого газа и возвращаемого в пласт одинаковы, процесс циркуляции можно рассматривать как движение несжимаемой жидкости в пласте. При этом легко допустить, что вязкости и плоскости сырого и сухого газа практически одинаковы. Общий перепад давлений между нагнетательными и эксплуатационными скважинами мал при высоком пластовом давлении.

При разработке газоконденсатных месторождений, особенно на ранней стадии, когда имеются потребители сухого газа, и в ряде других случаев отмечается, что в пласт возвращается не все количество отбираемого газа.

В этом случае, процессы, происходящие в пласте, будут несколько сложнее, и трудно будет подсчитать необходимое количество нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также число компрессоров.

Время вытеснения сырого газа сухим найдем, приняв в формуле (7)

$$R = R_k, Q_3 = Q_{OT}, Q_3 = Q_c t:$$

$$t = \frac{\Omega_n p_n - \Omega_0 p_n}{Q_c p_a} = \frac{(436,15 * 10^6 - 3,029 * 10^6) * 57 * 10^6}{18,1 * 10^6 * 0,1 * 10^6} = 13639,7 \text{ сут} \approx 37,4 \text{ лет}.$$

Положив $Q_{OT} = Q_3$ в формуле (6), получим

$$p^I = p_n = const.$$

Расчет изменения во времени положения границы раздела $R = R(t)$ выполнен с помощью ЭВМ и представлен в виде таблицы.

Таблица 1 – Изменение положения границы раздела со временем

t, сут	150	365	515	730	2000	4000	6000	8000	10000	12000	14000
R, м	313,5	489	580,9	691,6	1144,7	1618,9	1982,8	2289,5	2559,7	2804,1	3028,7

Практика показывает, что во многих случаях объемы закачиваемого и возвращаемого в пласт газа примерно одинаковы.

Закачка сухого газа в этом случае приводит к перемещению контура питания (границы раздела сухого и сырого газа) по определенному закону к эксплуатационным скважинам или, что то же, к перемещению контура стока по тому же закону от нагнетательных скважин. Одинаковое количество отбираемого и возвращаемого в пласт газа приводит к тому, что давление на перемещающейся границе раздела p^I остается все время постоянным и равным начальному пластовому давлению.

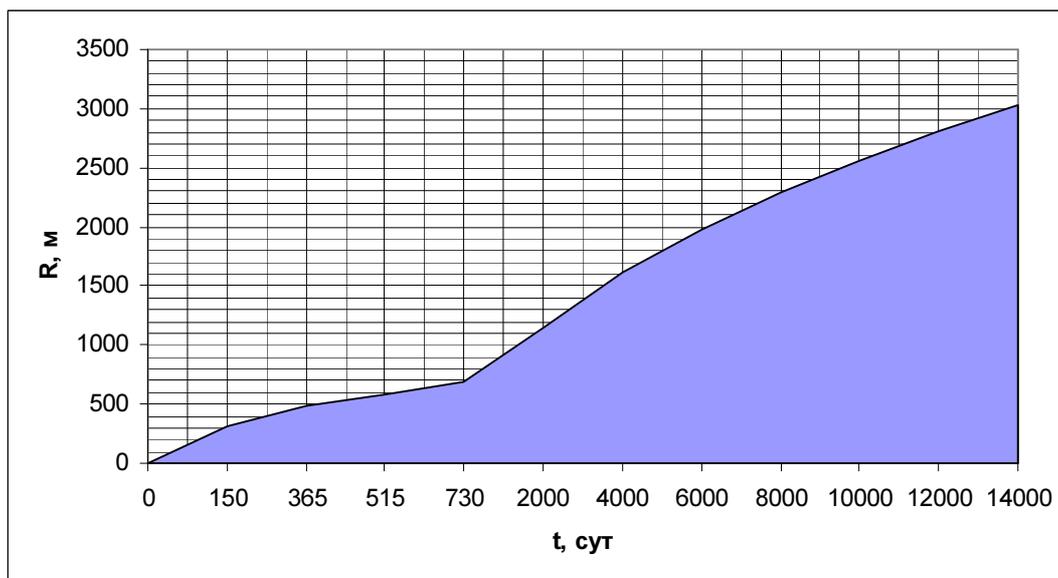


Рисунок 1 – Изменение положения границы раздела со временем

Технологический режим работы нагнетательной скважины обеспечивает заданную величину приемистости. Для определения заданной величины приемистости использована удельная приемистость (приемистость скважины на единицу репрессии). Таким образом, режим работы нагнетательных скважин определяется, в основном, динамикой пласта в текущий момент времени, и может изменяться в широком диапазоне. Так, например, начальные репрессии будут значительно различаться, то при прочих равных условиях (проницаемости, мощности рабочего интервала) в значительной степени скажется на ее приемистости. В последующем, по отдельным скважинам, при преобладании закачки над отбором будет происходить рост пластовых давлений и соответственно снижение репрессии и приемистости. В других случаях будет происходить увеличение приемистости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Басниев К. С. Подземная гидромеханика : учебник для вузов по направлению "Нефтегазовое дело" / К. С. Басниев и др. – М. : Ин-т компьют. исслед., 2005. – 496 с.
- 2 Назарова Л. Н. Теоретические основы разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений / Л. Н. Назарова, М.: Изд-во РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина. – 2006. – 444 с.

ТҮЙІН

Мақалада әдебиеттер көздеріне шолу негізінде қабаттың мұнай бергіштігін арттыру мақсатында газды қабатқа кері айдау тәсілінің тиімді әдісін таңдау және талдау жасалған. Газды кері айдау көмірсутекті шикізаттарды өндіру дәрежесін арттыруға мүмкіндік береді.

RESUME

According to the literature sources, in this article made analysis and choices the optimized method of engineering for improvement oil recovery. Reinjection of gas allows to intensify the current production of hydrocarbon and increases extraction extent of hydrocarbons by maintaining reservoir pressure.