

УДК 550.8.05

ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ

В.А. Останин, В.Е. Пешков, И.В. Крохалев*, К.М. Паровинчак**, Н.В. Сырчина***, Н.О. Тихомирова***

Томский филиал ФГУП «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Томск

*ОАО «Таймыргаз», г. Норильск

**ОАО «НК Роснефть», г. Москва

***ООО «Сибнефтегазинновация 21 век», г. Томск

E-mail: pochta@tf-sniiggims.ru

Описан алгоритм расчета гидродинамических параметров водонасыщенных пластов по результатам исследования одиночных скважин. Обоснована возможность подсчета запасов пластовых вод с высокой точностью по значениям гидродинамических параметров, без применения гидропрослушивания пар скважин.

Ключевые слова:

Гидродинамические исследования, гидропроводность, депрессия, пьезопроводность, подсчет запасов, скважина, установившийся режим.

Key words:

Hydrodynamic research, pressure drawdown, water permeability, estimation of reserves, piezoconductivity, drillhole, steady-state regime.

Одним из направлений использования водных ресурсов водоносных пластов является их применение в целях поддержания пластового давления при добыче нефти.

При составлении проектных документов на разработку месторождения при обосновании уровней добычи нефти необходимо обосновать объем закачки воды в систему поддержания пластового давления и необходимый запас воды, добываемой из водозаборных скважин.

Запас воды на водозаборе определяется как его суточная добыча на конец расчетного периода эксплуатации. Суточная добыча водозабора определяется как сумма добычи каждой скважины.

Запас воды по каждой скважине рассчитывается по известным в подземной гидродинамике формулам, описывающим зависимость дебита $Q(T)$ от перепада давления $\Delta P_c(T)$ между его величиной на стенке скважины на глубине вскрытого ею пласта и давлением в пласте на контуре питания бесконечного пласта, где $P_k = \text{const}$.

Обоснование методики определения фильтрационных параметров водонасыщенного пласта необходимой для расчета его эксплуатационного запаса является предметом исследования в настоящей статье.

При определении потенциального запаса воды $Q(T)$, м³/сут., где T – заданное время работы водозабора (состоящего из одной или группы скважин), при неустановившемся режиме фильтрации, что соответствует естественному процессу, в подземной гидродинамике и описывается [1] уравнением:

$$Q(T) = \frac{\Delta P_c(T) 4\pi\varepsilon}{\ln \frac{2,25\chi T}{r_n^2}}, \quad (1)$$

где $\Delta P_c(T)$ – депрессия на пласт за время работы водозабора, кгс/см²; $\varepsilon = kh/\mu$ – комплексный пара-

метр, характеризующий гидропроводность пласта, где k – проницаемость пласта, см/МПа·с; h – толщина пласта, см; μ – вязкость жидкости, мкМПа·с; T – проектное время работы водозабора, с; r_n – приведенный радиус скважины, см; χ – пьезопроводность пласта, см²/с.

Для определения этих параметров на скважинах предлагается выполнять комплекс гидродинамических исследований (ГДИС), обработка результатов которого позволит определить все необходимые для расчётов запаса водозабора, параметры пласта и скважины.

Технология исследования скважин должна включать: отработку скважины на установившихся режимах фильтрации как минимум на одном режиме и снятие кривой восстановления давления (КВД) после замеров дебита и забойного давления на этом режиме фильтрации пластового флюида.

Учитывая возможные погрешности при замере дебитов и забойных давлений при пробных откачках на водозаборных скважинах, строящихся на нефтяных месторождениях, которые должны обеспечивать расчётное количество воды для поддержания пластового давления авторы рекомендуют следующий комплекс ГДИС:

1. Исследование методом установившихся отборов на трёх режимах при обработке каждого режима за время $T_1 - 12$ ч, $T_2 - 24$ ч, $T_3 - 48$ ч.
2. После каждого режима снять кривую восстановления давления в течение времени (t_1, t_2, t_3) равном времени – T или $(0,5 \dots 0,7)$ от T_1, T_2, T_3 – соответственно.
3. Обработать результаты ГДИС по программному комплексу «Баланс-Гидродинамик» [1], в котором предусмотрена обработка КВД методом Хорнера [2], по формулам (1, 2).

$$\Delta P_c(t) = \frac{Q_0 \mu}{4\pi kh} \ln \frac{T+t}{t}. \quad (2)$$

Определение величины уклона: $i = \frac{Q_0 \mu}{4\pi Kh}$ позволит вычислить значение гидропроводности $\varepsilon = \frac{Kh}{\mu}$. Величину уклона i рекомендуется опреде-

лять по 2-м точкам координаты, которых полностью соответствуют начальным и граничным условиям, принятым при решении системы дифференциальных уравнений, при выводе формулы (2).

Первая точка при $t=1$ с при большой величине $\ln(T+t)/t \simeq \ln T$, где T – время работы скважины с дебитом Q_0 до её остановки для записи КВД, а $\Delta P_c(t)$ в это время ещё равно 0.

Вторая точка берётся при $T=t$, тогда $\ln(T+t)/t = \ln 2 = 0,693$, давление в этот момент времени равно пластовому давлению, а $\Delta P_c(t) = P_{ni} - P_0$, где P_{ni} – начальное пластовое давление, замеренное перед пуском скважины в работу; P_0 – установившееся забойное давление при работе скважины с постоянным дебитом – Q_0 .

Величина уклона прямой, определённой по координатам этих двух точек позволит избежать субъективных ошибок при определении величины i , а так же гидропроводности – ε которая при выделении из уравнения (2) равна:

$$\varepsilon = \frac{Q_0}{4\pi i}. \quad (3)$$

Следующий неизвестный параметр пласта, характеризующий его пьезопроводность – χ , который определяет величину скорости распространения волны возмущения (импульса давления) по площади пласта. Величина этого параметра, характеризующего свойства пласта, наиболее надёжно по мнению авторов [2, 3], определяется методом гидропрослушивания, для осуществления которого должны быть задействованы 2 скважины: возмущающаяся и реагирующая. Исследование скважин методом гидропрослушивания трудоёмкий процесс, а влияние неоднородности свойств пласта между скважинами на скорость прохождения пьезометрической волны по нему изучено не достаточно, чтобы учесть её при определении истинной величины пьезопроводности пласта [4, 5].

Существенное влияние изменения свойств пласта на скорость прохождения импульса между скважинами было отмечено авторами работы [6], в которой описан опыт применения этого вида исследований. Работы проводились в процессе пробной эксплуатации разведочных скважин Р-27 и Р-28 на Салымском нефтяном месторождении. Продуктивный пласт был вскрыт в баженовской свите, ёмкостные свойства, которого связаны с неравномерной сетью трещинных зон. Гидропрослушивание проводилось в двух направлениях от возмущающейся скважины Р-28 → Р-27. Время реагирования T_p на Р-27 наступило через 288 ч. После смены направления движения импульса в обратную сторону от Р-27 → Р-28 $T_p = 2$ ч.

При этом последнее прослушивание проводилось по технологии генерирования «гармоничного» импульса описанной руководителем исследований И.Д. Умрихиным в той же работе [6].

По этой технологии на скважине Р-27 проводились изохронные исследования методом установившихся режимов по схеме: одни сутки работы на режиме фонтанирования и сутки запись КВД (всего 3 цикла при диаметре штуцеров 4, 6, 8 мм). Все изменения давлений фиксировались на реагирующей скважине с отставанием на 2 ч. Этот эксперимент позволяет сделать вывод о необходимости найти способ определения запасов воды без использования величины пьезопроводности, определённой в чистом виде. При эксплуатации единственной скважины в водозаборе это возможно при использовании формулы Дюпюи [2], описывающей установившийся режим фильтрации флюида при работе скважины с постоянным дебитом $Q_0 = \text{const}$ с учетом (2) следующим уравнением:

$$Q_0 = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln R_k / r_c}, \quad (4)$$

где R_k – радиус окружности контура влияния скважины площадью S_k (в см²) по определению она равна:

$$S_k = \pi R_k^2 = \chi t_p,$$

где t_p – время работы скважины, с.

Отсюда величина

$$\ln \frac{R_k(T)}{r_c} = \ln \frac{R_k}{r_c} - 0,5 \ln t_p + 0,5 \ln T, \quad (5)$$

где t_p – время работы скважины (при её исследовании) до замера дебита Q_0 при депрессии ΔP ; T – расчётное время работы водозабора, на период которого необходимо определить запас воды Q_0 .

Этот подход позволяет не выделять величину пьезопроводности в чистом виде, но в то же время учесть при расчётах её природное значение.

При эксплуатации водозаборов состоящих из нескольких скважин, которые могут быть расположены по какой-то системе, при расчёте запасов по каждой скважине по формуле (4), необходимо учитывать снижение величины ΔP за счёт воздействия других работающих скважин, отбирающих воду из этого же объекта эксплуатации в водонасыщенных толщинах горных пород.

Решение М. Маскета о притоке упругой жидкости из бесконечного пласта к кольцевому стоку [7] описывает изменение давления в любой точке пласта на расстоянии R при времени работы источника t следующей зависимостью:

$$\Delta P(R;t) = \frac{q}{4\pi\varepsilon} E_i \left(-\frac{R^2}{4\chi t} \right), \quad (6)$$

где $\Delta P(R;t)$ – величина падения давления в любой точке пласта на расстоянии R от скважины, работающей в течение времени t .

Иными словами формула (6) позволяет рассчитывать падение давления в любой точке пласта

на расстоянии R от неё за счёт работы скважины (или их групп) при известном режиме их работы с дебитом q за время t при известном расстоянии R и при известных параметрах пласта ε и χ . E_t – интегральная экспоненциальная функция она протабулирована от аргумента так же, как в таблице логарифмов [7].

Для того чтобы воспользоваться формулой (6) необходимо всё таки определить величину пьезопродности. Один из широко известных способов оценки величины пьезопродности основан на эмпирической формуле, приведённой в работе [2], которая имеет вид:

$$\chi = \frac{K}{\mu(m\beta_{ж} + \beta_c)}, \quad (7)$$

где $\frac{K}{\mu} = \frac{\varepsilon}{h}$ вычисляется при известной величине гидропродности ε , определённой по результатам гидродинамических исследований скважины, как описано ранее; m – пористость пласта, определённая по керну или по известным зависимостям керн–геофизический параметр, д.е; $\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости воды, определяемый по глубинным пробам, см²/кгс; β_c – коэффициент сжимаемости среды (горной породы – водоносного пласта), см²/кгс.

Для гидрофильных коллекторов Западной Сибири авторы работы [4] предложили упростить формулу (7) до следующего вида:

$$\chi = \frac{K}{\mu m(1 - K_{св})\beta_{ж}}. \quad (8)$$

В этой формуле, в отличие от предыдущей, не учитывается сжимаемость скелета породы β_c из за её малой величины, но введён коэффициент связанности воды $K_{св}$, который для гидрофильных коллекторов достигает величины (0,1...0,2) от их порового объёма.

В настоящей работе предлагается определить пьезопродность по результатам гидродинамических исследований непосредственно выполненных на изучаемом пласте, выразив её из уже определённой по формуле (5) величине $\ln \frac{R_x}{r_c} = \psi$, которая

будет иметь следующий вид:

$$\chi = \frac{\pi r_c^2 \ell^{2\psi}}{t}$$

Такой подход к определению пьезопродности известен и описан в работе [3] на основе исследования водозаборных скважин эксплуатацию которых проводили открытым забоем и r_c было рекомендовано брать по радиусу долота тогда $r_c = r_0$.

Водоносные горизонты, из которых отбирается вода на нефтяных месторождениях для её закачки в пласт для обеспечения поддержания пластового давления, находятся на глубине 1000...1800 м. При строительстве водозаборных скважин весь эксплуатационный горизонт перекрывается эксплуатационной колонной, а вторичное вскрытие пластов производится куммулятивной перфорацией. Куммулятивная перфорация производится малогабаритными зарядами ПР-43 или полногабаритными типа ПКС-80, в первом случае рекомендуется r_c применять равной $2r_0$, а во втором $r_c = 5r_0$.

Апробацию описанного подхода авторы провели по результатам исследования двух скважин, эксплуатирующих водоносный горизонт в разведочных скважинах, результаты приведены в таблице. Значение гидропродности, рассчитанное по эмпирическим формулам определено как случайная величина расчетов по формулам (7, 8). Значительное расхождение в определенных значениях пьезопродности по разным методам можно объяснить расхождением величины толщины пласта h , которые могут значительно отличаться между собой.

По приведённым в таблице, результатам расчётов величины пьезопродности двумя описанными методами, получены значительные расхождения в их величинах, поэтому при практическом применении величины пьезопродности рекомендуется применять её средние величины, определённые разными методами, что позволит значительно снизить вероятную ошибку в гидродинамических расчетах.

Выводы и рекомендации

1. Предложенный алгоритм обработки результатов гидродинамических исследований скважин, эксплуатирующих водоносный горизонт или нефтенасыщенный пласт, основан на классических решениях уравнений подземной гидродинамики, и позволяет по результатам исследования одной скважины определить величины гидропродности и пьезопродности пласта адекватные его физическим свойствам.
2. Для повышения точности расчётов рекомендуется исследовать скважину на 3-х режимах от-

Таблица. Результаты сопоставления гидродинамических параметров и запасов воды по двум скважинам

Наименование площади	№ скважины	Интервал перфорации, м	$h_{эф}$, м	Коэффициент продуктивности м ³ /(сут·МПа)	Гидропродность ε по КВД Д·см/мкм ²	Время работы на режиме, ч	$\ln R_x/r_c$ по МУО	Пьезопродность, см ² /с			Радиус контура питания, км $T_0=35$ лет	ΔP на границе горного отвода через 2 км	Q, м ³ /сут. через 35 лет при $\Delta P=150$; 60 кгс/см ²
								χ^*	χ^{**}	$\chi_{ф}$			
Криволинейная	1-В	1600...1623 1708...1727	32	1100	1180	62	5,82	8674	1430	5000	14,3	2	727
Люкпайская	Р-3	830...845 968...982	29	1200	850	5,6	3,85	1466	2920	1800	8,8	0,7	225

*По результатам гидродинамических исследований; **По эмпирическим формулам (7, 8).

- качки при различных периодах времени работы на режиме, что позволит изменить величину воронки депрессии и оценить однородность пласта при различных величинах R_k .
- По результатам изучения гидродинамических свойств пласта по скважинам, построенным на водозаборе и эксплуатирующим водоносный горизонт, можно построить его гидродинамическую модель и оперативно рассчитать взаимное влияние скважин и изменение их эксплуатационного запаса.
 - Полученная гидродинамическая модель пласта позволит определить количество скважин и режимы их работы для обеспечения необходимого запаса воды на водозаборе.
 - Установлено, что при известной величине пьезопроводности в расчетной точке, используя ПК «Баланс Гидродинамик», можно рассчитать снижение давления в любой заданной точке пласта, с учётом изменения его физических свойств по площади водозабора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Пешков В.Е., Крылов О.В., Захарова А.А. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009612364.
- Ягафаров А.К., Кузнецова Н.П. Геолого-промысловые исследования скважин и пластов. – Екатеринбург: Издательский дом «Издат Наука Сервис», 2003. – 190 с.
- Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии нефти и газа. – Киев: Гостехиздат, 1961. – 215 с.
- Безгубова Н.Н., Велединский Б.И., Захарченко А.С. и др. Технико-экономическое обоснование новой научной концепции совершенствования технологий разработки малых нефтяных месторождений // Сб. научных трудов СНИИГГиМС / под ред. В.Е. Пешкова. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1997. – С. 38–46.
- Щуров В.И. Влияние перфораций на приток жидкости из пласта в скважины. – Баку: Изд-во АзССР, 1953. – 164 с.
- Умрихин А.Д., Федорцов В.К., Алияров В.Х. и др. Практические указания испытания поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Ч. III. Исследования комплексом гидродинамических методов. Кн. 1. – Тверь: ВНИИГИК, 1991. – 178 с.
- Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Изд-во Института компьютерных исследований, 2003. – 128 с.

Поступила 24.02.2012 г.

УДК 553.984;552.54

ФОРМИРОВАНИЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ДОЮРСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ

А.Е. Ковешников

Томский политехнический университет
ТФ Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Томск
E-mail: Kovesha@mail.ru

Углеводороды мигрируют в палеозойские карбонатные отложения юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы с севера из главных зон нефте- и газообразования погружающейся баженовской свиты и с востока из нефтематеринских докембрийских отложений Восточной Сибири и формируют в погруженных горизонтах доюрских пород протяженные трещинно-метасоматические резервуары нефти и газа, связанные с месторождениями нефти и газа в палеозойских карбонатных отложениях системой подпитывающих трещин. Порода-коллекторы в силурийско-верхнедевонских карбонатных отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы сформировались во вторично-катагенетический этап преобразования пород в виде трещинно-метасоматических зон. Длительное континентальное стояние региона в перми-триасе почти не отразилось на формировании пород-коллекторов в карбонатных породах. Диагенетическая и первично-катагенетическая доломитизация с наложением на нее вторично-катагенетической доломитизации и вторично-катагенетического выщелачивания сформировали современный облик плотного пространства пород.

Ключевые слова:

Доюрские карбонатные породы, Западно-Сибирская геосинеклиза, трещинные резервуары нефти и газа, доломитизация, выщелачивание.

Key words:

Prejurassic carbonate rocks, Western-Siberian geosineclise, cracks oil and gas reservoirs, dolomitization, lixiviation.

В Западной Сибири в настоящее время идет разведка и добыча нефти и газа из пород-коллекторов мезозойского возраста, имеющих гранулярную природу, в то время как доюрские карбонатные отложения в связи с особенностями форми-

рования и изменения вторичными процессами имеют гидротермальный порово-трещинный тип коллектора, что требует отдельного рассмотрения и подхода к добыче нефти и газа из таких коллекторов.