

11. Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижне-среднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений // Литосфера. – 2009. – № 6. – С. 54–65.
12. Холодов В.Н., Петрова Р.Н., Дементьева О.Ф. Проблема формирования вторичной пористости в песчаных коллекторах элизионных бассейнов // Коллекторские свойства пород на больших глубинах / под ред. Б.К. Прошлякова, В.Н. Холодова. – М.: Наука, 1985. – С. 58–72.
13. Абасов М.Т., Алияров Р.Ю., Джалалов Г.И., Рамазанов Р.А. О методе оценки изменения относительной фазовой проницаемости пород-коллекторов в процессе разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 4. – С. 54–57.
14. Гладков Е.А. Влияние метасоматоза на разработку месторождений углеводородов // I Российский Нефтяной конгресс: Матер. научно-практ. конф. – г. Москва, 14–16 марта 2011. – М., 2011. – С. 90–93.
15. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – М.: Наука, 2003. – 608 с.
16. Гладков Е.А. Причины изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в процессе разработки месторождений углеводородов // Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири: Матер. научно-практ. конф. – г. Томск, 18–19 апреля 2011. – Томск, 2011. – С. 44–45.
17. Вишняков С.Г. Карбонатные породы и полевое исследование их пригодности для известкования почвы // Карбонатные породы Ленинградской области, Северного края и Карельской АССР. Вып. 2. – М.: Госгоргеонефтеиздат, 1933. – С. 3–22.
18. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). – Л.: Недра, 1987. – 269 с.
19. Ханнин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 356 с.

Поступила 09.06.2011 г.

УДК 550.8.05

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

А.А. Захарова, И.В. Крохалев*, В.Е. Пешков**, И.В. Пешков***, К.М. Паровинчак****, Е.А. Синицин*****

Томский политехнический университет

*ОАО «Таймыргаз», г. Норильск

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

***ООО технологическая компания «Шлюмберже», г. Тюмень

****ОАО НК «Роснефть», г. Москва

*****ООО «Геологическая сервисная компания», г. Томск

E-mail: pochta@tf-sniigims.ru

Дано теоретическое обоснование метода определения коэффициента вытеснения нефти из пласта при естественном режиме эксплуатации залежи. Полученные коэффициенты соответствуют экспериментальным значениям. Преимуществом метода является учет большей (до 10 га) площади пласта при расчетах фильтрации нефти в пластовых условиях, в отличие от керновой модели, характеризующей одну точку в пласте. Показано, что погрешность метода при 3-х разовом определении параметра на одной скважине не превышает 0,7 %.

Ключевые слова:

Вертикальная плотность запасов, гидродинамические исследования, депрессия, коэффициент вытеснения, нефть, подсчет запасов, скважина, установившийся режим.

Key words:

Displacement efficiency, drillhole, estimation of reserves, hydrodynamic research, oil, pressure drawdown, steady-state regime, vertical density of reserves.

Введение

Подсчёт запасов нефти – заключительная стадия разведки месторождения. После защиты отчёта по подсчёту запасов в Государственной комиссии по запасам, месторождение вступает в стадию разработки. Точность в определении количественной величины запасов и закономерность распределения их плотности по месторождению оказывает существенную роль на экономические показатели разработки месторождений углеводородного сырья. Сложившаяся практика подсчёта запасов основана на методике определения геометрического объёма

пласта по результатам обоснования его размеров на основе трёхмерного моделирования. Основные параметры пласта вводятся в модель на основе анализа результатов промыслово-геофизических исследований. В ходе исследований определяются геометрические параметры по замерам величин толщины и пористости на стенке скважины, и учёт их возможных изменений в межскважинном пространстве, по результатам моделирования генетических процессов формирования пласта.

При подсчёте запасов желательно избегать ошибок, возникающих за счёт естественного изме-

нения ёмкостных параметров пласта при удалении от стенок скважины. Для этого авторы предлагают метод определения плотности запасов по результатам гидродинамических исследований, проводимых по практически отработанным стандартным технологиям испытания скважин.

Метод определения подвижных запасов нефти по результатам падения давления в пласте в процессе отбора флюида основан на оценке упругого запаса пластового флюида [1]:

$$\Delta V_y = V_0 P_{пл} \beta_{ж}, \quad (1)$$

где V_0 – объём порового пространства, занятый флюидом, м³; ΔV_y – упругий запас нефти, образованный за счёт сжатия под действием пластового давления, м³; $\beta_{ж}$ – упругость жидкости (нефти, газа), определенная в лабораторных условиях по результатам анализа глубинной пробы, 1/МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление в залежи, МПа.

На основе этой формулы можно определить объём порового пространства, занимаемого нефтью в пласте-коллекторе. Объём порового пространства определяется по результатам замера объема отобранного из пласта флюида и величины падения давления за период отбора этого объема:

$$V_0 = \frac{\Delta V_\phi}{\Delta P_{пл} \beta_{ж}}, \quad (2)$$

где $\Delta P_{пл}$ – величина падения давления за период отбора жидкости из пласта в объёме, равном ΔV_ϕ , МПа.

Данный способ оценки извлекаемых запасов нефти широко известен [2], но его применение рекомендовалось при работе на ограниченных залежах углеводородного сырья с небольшими запасами. Авторы настоящей работы считают, что при определённой технологии гидродинамических исследований скважин предлагаемый метод можно применять и на месторождениях, где давление на контуре залежи не падает, т. к. в связи с большими размерами месторождения воронка депрессии за короткий период исследования скважины не распространяется до его контура.

Постановка задачи

Решение уравнения, описывающего восстановление давления на стенке скважины, основано на принципе суперпозиции. После закрытия скважины процесс восстановления давления рассматривается как его рост за счёт пуска в этой же точке нагнетательной скважины с тем же дебитом Q_0 . Пластовое давление P_k (на контуре воронки депрессии) замеряется в остановленной скважине. Забойное давление P_c (на стенке скважины) замеряется в работающей скважине. Исходя из принципа суперпозиции, при изохронном методе гидродинамических исследований фонтанирующей скважины, когда время работы скважины на режиме равно времени её остановки, давление на контуре воронки депрессии $P_k(t)$ за это время будет мень-

ше пластового $P_{пл}$ на величину ΔP_k . Величина забойного давления в скважине P_c и на контуре воронки депрессии P_k зависит от очередности режима исследования. Схема воронки депрессии при пуске и восстановлении давления при изохронном методе представлена на рис. 1.

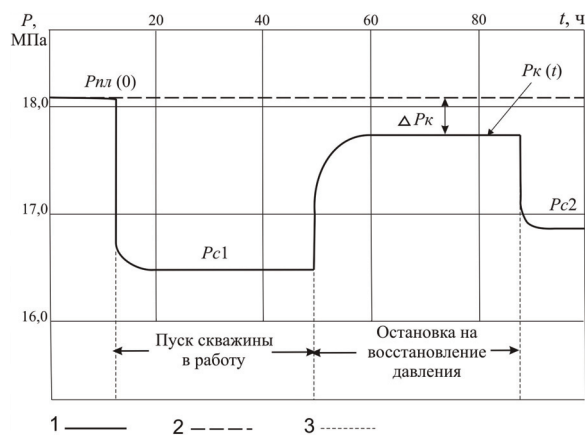


Рис. 1. Схема изменения забойного давления при изохронном методе исследования фонтанирующей скважины: 1) изменение давления в процессе исследования; 2) уровень начального пластового давления; 3) момент смены режима работы

Исходя из этих представлений, при повторении одного и того же режима на малodeбитной скважине, или при исследовании фонтанирующей скважины на нескольких режимах при изохронном методе исследования, пластовое давление на контуре радиусом R_k должно уменьшиться на величину ΔP_k . Величина ΔP_k будет увеличиваться за счет увеличения общего времени работы скважины. При работе на очередном режиме исследования ΔP_k будет возрастать. Таким образом, падение давления на контуре питания определится как разница:

$$\Delta P_k = P_{пл} - P_k(n), \quad (3)$$

где $P_k(n)$ – давление на контуре питания после его восстановления перед очередным изохронным режимом, МПа; ΔP_k – падение давления на контуре питания за время отбора флюида в объёме ΔV_ϕ , МПа.

Зафиксировав величину ΔP_k , объём активных запасов в пределах контура питания с давлением P_k можно определить по формуле:

$$V_{0к} = \frac{\Delta V_\phi}{\Delta P_k \beta_{ж}},$$

где $V_{0к}$ – начальный объём флюида в пределах контура питания, м³; ΔV_ϕ – фактический объём отобранного флюида из пласта, м³.

Таким образом определяется количество активных, подвижных запасов нефти, извлекаемых при режиме эксплуатации месторождения на истощение запасов нефти. В настоящей статье авторы рассматривают метод определения ёмкостных параметров пласта по результатам гидродинамических исследований скважин.

Метод основан на результатах определения вертикальной плотности запасов

$$\Pi_{\text{вз}} = hmK_{\text{не}},$$

где для подсчета использованы параметры пласта: толщина h , см; пористость m , в долях единицы; коэффициент нефтенасыщения $K_{\text{не}}$, в долях единицы; параметр, характеризующий вертикальную плотность геологических запасов, $\Pi_{\text{вз}}$, см.

Площадь месторождения, на которой имеют место запасы нефти с такой плотностью, определяется по величине радиуса контура питания R_{κ} , см, [3]:

$$R_{\kappa} = \sqrt{\frac{1}{\pi} \chi t}, \quad (4)$$

где χ – пьезопроводность пласта, см²/с; t – время работы на режиме, с.

Параметры пласта и скважины по результатам исследования на установившихся режимах описываются уравнением:

$$\varepsilon = \frac{Kh}{\mu} = 1,84b\eta \ln \frac{R_{\kappa}}{r_n}, \quad (5)$$

где ε – гидропроводность пласта, мкм²·см/(МПа·с); K – проницаемость, мкм²; μ – вязкость нефти, МПа·с; b – коэффициент усадки пластовой нефти при переходе в поверхностные условия и выделении из нее растворенного газа; η – коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа); r_n – приведенный радиус скважины по долоту, см;

Фильтрация при неустоявшемся режиме описывается уравнением

$$\Delta P_{\kappa}(t) = \frac{Q_0}{4\pi\varepsilon} \frac{\ln 2,25\chi t}{r_n^2}, \quad (6)$$

где Q_0 – м³/сут. В этом широко известном уравнении фигурируют те же параметры пласта, что и в ур. (5). Начальную (ориентировочную) величину пьезопроводности определяют по формуле для гидрофильного пласта [3]:

$$\chi = \frac{K}{\mu m K_{\text{не}} \beta_{\text{ж}}}, \quad (7)$$

Для первого цикла итерации значения параметров в формуле (7) заложены исходя из общегеологической информации: проницаемость и пористость K и m – ориентировочно по аналогии с изученным разрезом. Вязкость нефти принимается по результатам анализа глубинных проб, или по расчёту её значения по поверхностной пробе.

Коэффициент нефтенасыщения $K_{\text{не}}$ принимается в первом приближении по аналогии с ближайшими месторождениями. Первое значение R_{κ} определяют по формуле (4) и, используя это значение, по формуле (5) находят величину гидропроводности ε . Из формулы (6) выделяют величину пьезопроводности – χ , и вычисляют её значение. По первому значению R_{κ} , определенному по формуле (4), рассчитывают из формулы (5) величину

радиуса скважины по долоту $r_c = r_n$ и определяют значение r_c последующими циклами итерации. Принцип расчета параметров методом итерации заложен в программном комплексе «Балансгидродинамик» [4]. Методом итерации пьезопроводность пласта определяется по результатам исследования скважины, по её значениям определяют значение R_{κ} по формуле (4), а площадь дренирования пласта скважиной – как площадь – S_R круга с радиусом R_{κ}

$$S_R = \pi R_{\kappa}^2.$$

Если запасы V_0 , определённые по формуле (2), разделить на площадь пласта в исследуемой скважине S_R , то получим величину удельной плотности вытесняемых при естественном упруговодонапорном режиме подвижных запасов – $\Pi_{\text{зи}} = V_0/S_R$. Обработка результатов гидродинамических исследований на установившихся режимах методом итерации по программе «Балансгидродинамик» позволяет определить гидропроводность пласта по формуле (5). Пьезопроводность определяется по формуле (7), разработанной для гидрофильных коллекторов Западной Сибири.

Определив значение пьезопроводности, определяем величину контура питания R_{κ} по формуле (4). При делении гидропроводности на пьезопроводность определяется комплексный параметр вертикальной плотности геологических запасов

$$\Pi_{\text{вз}} = hmK_{\text{не}} = \frac{\varepsilon}{\chi\beta_{\text{ж}}}.$$

Этот метод основан на теории гидродинамических исследований [1] и подробно описан в работе [3]. По мнению авторов, величина плотности запасов, определенная по результатам гидродинамических исследований, характеризует свойства коллектора в пластовых условиях более адекватно по сравнению с объемным методом. Так, свойства коллектора определяются для всей площади дренирования пласта вокруг скважины, а не только у её стенки (где свойства пласта определяют по промышленным геофизическим исследованиям), которая подвержена разрушению, деформации и проникновению части промысловой жидкости в призабойную зону. Рассмотрим результаты предлагаемого подхода к решению задач по подсчету запасов на примере гидродинамических исследований скважины № 2 Сосновской площади.

Скважина № 2 испытывалась в интервале перфорации 1923...1926 м. После освоения скважины в ней было замерено пластовое давление, величина которого составляла 18,1 МПа. Исследования фонтанирующего притока нефти производилось изохронным методом, по циклам: 24 ч фонтанирование через штуцер и 24 ч – остановка на исследования методом кривой восстановления давления. Результаты исследования приведены в табл. 1 и на индикаторной диаграмме (рис. 2) в координатах $Q - f(P_c)$. Прямая индикаторная линия $P_c - f(Q)$ пересе-

кает ось ординат в точке, где дебит равен нулю ($Q=0$), тогда $P_c=P_{пл}$. Первоначально индикаторная диаграмма была построена так, как показано пунктиром на рис. 2, и интерпретировалась как работа скважины при $P_c < P_s$, где P_s – давление насыщения нефти газом (считалось, что забойное давление снижается меньше, чем величина давления насыщения). Через 2 мес. на скважине приступили к отбору глубинных проб и замерили пластовое давление, величина которого оказалась ниже 14 МПа. По результатам исследования глубинной пробы были определены свойства нефти в пластовых условиях: коэффициент усадки $b=1,29$; коэффициент сжимаемости $\beta_n=24 \cdot 10^{-5}$, 1/МПа; вязкость нефти в пластовых условиях $\mu=0,5$, мПа·с; давление насыщения $P_s=12,5$, МПа.

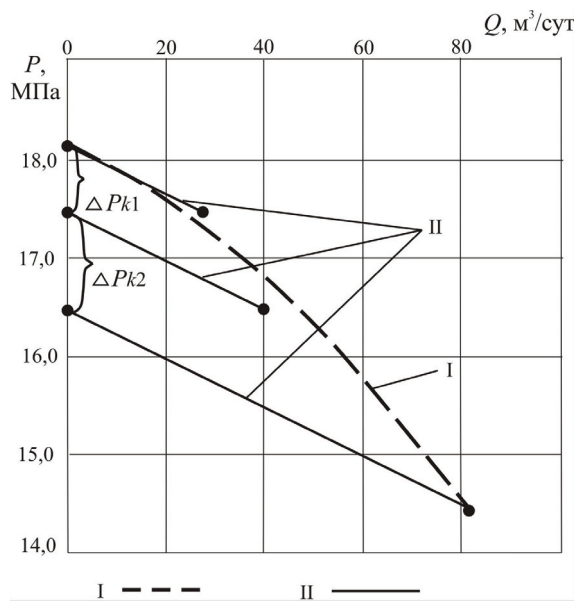


Рис. 2. Индикаторная диаграмма, построенная по результатам исследований скважины № 2 Сосновской площади в интервале перфорации пласта A_4 1923...1926 м: I) первый вариант индикаторной диаграммы; II) индикаторные диаграммы по каждому установленному режиму при изохронном исследовании

Результаты анализа глубинной пробы позволили авторам провести повторную интерпретацию результатов гидродинамических исследований.

Индикаторная диаграмма на установившихся режимах показана на рис. 2. Она построена по принципу постоянства коэффициента продуктивности, при падении давления на контуре питания.

В табл. 1 приведены исходные данные для обработки гидродинамических исследований с учетом падения давления по формуле (3).

Результаты расчета гидродинамических и емкостных параметров пласта приведены в табл. 2. Сопоставление запасов производилось в пределах контуров R_k , определенных по гидродинамическим исследованиям.

В табл. 2: ΔV_0 – подвижные (вытесняемые) запасы, определенные по формуле (1) на площади влияния скважины S_R ; геологические запасы – Q_2 , определены по гидродинамической плотности запасов на той же площади с их перерасчетом в такие же поверхностные условия. Частное от деления величины подвижных запасов ΔV_0 , определенных по формуле (1), на величину геологических запасов, определенных по величине вертикальной плотности запасов $P_{вз}$, и умноженное на величину этой площади, оцененную по исследованиям методом установившихся режимов, авторы считают коэффициентом вытеснения в пластовых условиях, при упруго-водонапорном режиме фильтрации. Как видно из полученных результатов, табл. 2, величина $K_в$ определяется на каждом режиме исследования, погрешность определенная на каждом режиме менее 1 %, что позволяет рекомендовать предложенный метод даже при исследованиях на минимальном количестве режимов. Величины этого параметра даже на одном режиме адекватны свойствам пласта в условиях его залегаения и характеризуют значительную площадь порядка 10 га. Традиционный метод определения коэффициента вытеснения основан на лабораторных испытаниях на специально подобранном наборе кернов.

Этот пример позволяет рекомендовать способ определения $K_в$ даже при исследовании скважины на 2-х режимах фильтрации. Таким образом, широко известная технология изохронных исследований, описанная в [5], при проведении работ по испытанию скважины на приток при её обработке по предлагаемой программе и программой разработанным в ТФ ФГУП «СНИИГиМС», г. Томск, позволяет решить народохозяйственную проблему стоящую

Таблица 1. Результаты исследования скважины № 2 Сосновской площади в интервале перфорации 1923...1926 м

Диаметр штуцера, мм	Время работы, ч	P_c , МПа	$P_k(t)$, МПа	$\Delta P=P_k(t)-P_c$, МПа	Q , м³/сут	η , м³/(сут·МПа)
3	24	17,4	18,1 ($P_{пл}$)	0,7	27,6	39,4
4	24	16,4	17,4	1,0	40,0	39,6
6	24	14,4	16,4	2,0	80,1	39,1

Таблица 2. Расчет коэффициента вытеснения в пластовых условиях

Диаметр штуцера, мм	ε , мкм²·см/МПа·с	χ , см²/с	$P_{пл}$, М	R_k , м	S_R , м²	V_0 , м³	Q_r , м³	$K_в=V_0/Q_r$	$\Delta\sigma$, %
3	62,34	11103	0,234	175,0	96162	16428	17443	0,945	-0,3
4	62,62	11156	0,234	175,2	96382	16502	17483	0,944	-0,4
6	61,78	10997	0,234	174,0	95067	16471	17245	0,955	+0,7
Среднее	62,25	11085	-	-	-	-	-	0,948	-

перед нефтяниками, как при оценке извлекаемых запасов, так и при моделировании процесса добычи нефти, т. к. позволяет определить более достоверно коэффициент извлечения нефти, который определяется как произведение коэффициента вытеснения на коэффициент охвата пласта: $K_v K_{om} K_{on}$.

Коэффициент K_v предлагается определять в условиях большой площади охвата пласта, при естественном давлении его залегаания, а K_{om} — коэффициент охвата по толщине и K_{on} — коэффициент охвата по площади, зависят от плотности сетки скважин и способов первичного и вторичного вскрытия пласта. Расчеты по скважине № 2, приведенные в качестве примера, были проведены для каждого режима, чтобы показать их достаточную точность, даже если скважина была исследована на двух режимах, между которыми зафиксировано падение пластового давления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чарный И.А. Подземная гидродинамика. — М.: Гостоптехиздат, 1963. — 312 с.
2. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследования нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра, 1984. — 272 с.
3. Ивлев Д.А., Князькова Л.Ю., Крылов О.В., Пешков В.Е. и др. Гидродинамические исследования малодобитных скважин при их пуске в работу при монотонном изменении режима работы // Геолого-промысловые исследования скважин и пластов: Матер. научно-практ. конф. — Тюмень, 2002. — С. 88–104.

Выводы

1. Предложен метод определения коэффициента вытеснения нефти из пласта при естественном режиме эксплуатации залежи, дано его теоретическое обоснование.
2. Показано, что максимальное отклонение коэффициента вытеснения, определенного по результатам гидродинамических исследований, составляет 0,007, т. е. погрешность метода при 3-х разовом определении параметра на одной скважине не превышает 0,7 %, что приемлемо при разработке месторождения и определения коэффициента извлечения нефти при подсчете запасов.
3. Изохронный метод гидродинамических исследований скважин рекомендуется применять при геолого-разведочных работах на нефтяных и газовых месторождениях.
4. Программный комплекс: «Балансгидродинамик». Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2009612364, заявл. 24.03.09; зарег. в реестре 12.05.09; патентодержатель ООО «Сибнефтегазинновация».
5. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. — М.: Недра, 1980. — 301 с.

Поступила 18.07.2011 г.

УДК 504.064.2.001.18:550.8.015

ОЦЕНКА ГИДРОГЕОДИНАМИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ ФУНКЦИЙ

Ал.А. Лукин

Томский политехнический университет
E-mail: Lukin@tpu.ru

Исследовано воздействие работы эксплуатационных скважин полигона захоронения промышленных отходов Сибирского химического комбината на колебание напоров в наблюдательных скважинах и выделение частотных составляющих техногенного и природного колебаний в спектре. Показана возможность использования функции взаимной корреляции и Фурье-анализа для оценки гидрогеодинамического влияния режима работы эксплуатационных скважин.

Ключевые слова:

Гидрогеодинамическое влияние, скважины, колебание напоров, техногенные и природные колебания, Фурье-анализ, функция взаимной корреляции, полигон захоронения.

Key words:

Hydrodynamic impact, well, pressures oscillation, manmade and natural oscillation, Fourier-analysis, cross-correlation function, landfill.

Основным методом оценки гидрогеодинамического влияния скважин является численное гидродинамическое моделирование на персональных компьютерах с использованием специализированных программных комплексов [1]. В программах реализован алгоритм решения дифференциального уравнения нестационарной плановой фильтра-

ции методом конечных разностей. Существующие программы позволяют решать ряд задач, относящихся к теме статьи: численное определение гидростатического напора в любой точке пространства, возможность учета геологического строения и других начальных и граничных условий, в том числе неравномерный режим работ скважин