

ОБОСНОВАНИЕ МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.Е. Пешков, А.С. Соляник*, О.В. Крылов, А.А. Захарова, Н.О. Тихомирова

Томский филиал «Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья» СО РАН

*Томский политехнический университет

E-mail: gims@mail.tomsknet.ru

Дано обоснование прогнозирования гидропроницаемости пластов нефтяных и газовых месторождений. Приведено обоснование модели прогнозирования с позиций механики сплошных сред (теории ползучести вязко-упругого тела) с выходом на оценку градиента деформации, гидропроводности, пьезопроводности и проницаемости продуктивных пластов углеводородного сырья. Для построения карт этих параметров использован программный комплекс «Баланс-Гидродинамик», один из модулей которого позволяет построить прогнозные карты проницаемости, используя только результаты сейсморазведки и гидродинамических испытаний скважин. Методика успешно применена на ряде месторождений углеводородного сырья Западной Сибири при их освоении.

Поиски месторождений углеводородного сырья (УВС) направлены на обнаружение промышленных месторождений. Анализ фактографического материала показывает, что в процессе поисков открывается значительно большее число проявлений углеводородов и непромышленных месторождений. С точки зрения геологического строения, такие объекты являются сложными для разработки, результаты исследований (сейсмические, геофизические и др.) трудно интерпретируемыми, поскольку относятся к континентальным или трансгенным отложениям. Эти факторы значительно усложняют процесс построения математических моделей месторождений и требуют новых методик анализа и интерпретации исходной геологической информации. В соответствии с современными требованиями к проектной документации необходимо выполнять компьютерное моделирование месторождений нефти и газа и на основе таких результатов получать проектные решения.

Конъюнктура рынка, цена на нефть позволяют недропользователям браться за эксплуатацию мелких месторождений, открытых одной скважиной, на которой, как правило, керн продуктивного пласта не полно характеризует его физические свойства. Вместе с тем российское законодательство «О недрах» требует от недропользователя точного соблюдения проектных уровней добычи, а, следовательно, недропользователь повышает требования к проекту по достоверности их расчетов, а в ближайшем будущем возникает вопрос о страховании проектных рисков.

Трехмерное моделирование предполагает достоверное построение не только конфигурации залежи УВС, но и моделирование физических параметров пласта, входящих в формулы расчетов начальных дебитов, и динамики изменения показателей разработки на весь период эксплуатации месторождения. Исходными данными для построения трехмерной модели геометрического объема залежи являются результаты сейсморазведочных работ, которые за счет увеличения плотности сейсмических исследо-

ваний и их корреляции по результатам исследования разведочных скважин методом вертикального сейсмического профилирования дают адекватное представление о геометрии залежи.

Наполнение трехмерной модели физическими свойствами при малом тестировании по керну недостаточно для моделирования залежи, открытие которой подтверждено одной продуктивной разведочной скважиной и двумя-тремя скважинами, вскрывшими залежь УВС в приконтурной зоне.

При построении геологических моделей месторождений жидких углеводородов при небольшом количестве скважин возникает задача корректного построения карт гидропроводности, пьезопроводности и, как следствие, карты проницаемости. За основу принята геология нефтяного пласта.

Предлагаемая модель является фильтрационной, и в её основе лежат пространственно описанные фильтрационно-емкостные характеристики продуктивного пласта, в число которых входит параметр проницаемости.

Зафиксированная картина геологии нефтяного пласта на момент изысканий является результатом длительного во времени процесса его образования, на который влияли сложные процессы, проходившие в недрах Земли. В результате этих процессов нефтеносный слой приобрел сложную геометрию за счет деформаций, которые произошли в течение длительного исторического периода. Это позволяет считать, что исследование нефтеносного пласта (НП) можно проводить с позиции прикладной теории ползучести, которая использует целый ряд положений теории пластичности и представлений механики разрушения горных пород [1–3].

Очевидно, что производительность скважин при прочих равных условиях существенно зависит от гидропроводности пласта, которая, в свою очередь, зависит от пористости породы, вязкости жидкой фракции, избыточного внутреннего давления и др. Опыт эксплуатации нефтепромыслов показывает, что в одном месторождении сравнительно

близко расположенные друг от друга скважины дают зачастую существенное различие в производительности [4]. Эту особенность можно объяснить тем, что скважины с наибольшей производительностью и дебитом пробурены в местах, совпадающих с местами разрушения пород НП, наибольшей трещиноватостью, сдвигами, произошедшими в результате их ползучести, что резко увеличивает гидропроводность. Однако на гидропроводность влияют и присутствующие поля напряжений, которые также управляют процессом переноса жидкости через трещиноватые породы.

Таким образом, прогнозирование мест бурения скважин на нефть с наибольшим дебитом является, по сути, отысканием мест разрушения породы пласта в процессе ползучести.

Из теории ползучести известно, что состояние тела, подверженного длительному процессу нагружения, можно описать [3]:

1. дифференциальными уравнениями равновесия;
2. геометрическими уравнениями, связывающими компоненты смещения с компонентами деформации и справедливыми для любого непрерывного тела независимо от его физической природы (уравнения Коши);
3. физическими уравнениями (закон изменения формы и объема);
4. граничными условиями, которые отражают равновесие граничных точек в любой момент времени (статические); наличие дискретных связей на внешней границе тела (геометрические); закон распределения скоростей деформации или скоростей перемещения тех же граничных точек тела (кинематические).

Вид этих уравнений (а иногда и наличие их) определяет принятая модель тела. В теории ползучести предлагается несколько моделей тела. Наиболее строгой является модель упруго-вязкого тела и вязко-пластичного тела.

Теория ползучести в данном случае рассматривается применительно к реальным породам НП.

Поэтому в первом приближении за модель пласта примем упруго-вязкое тело. Тогда указанные выше уравнения имеют вид [3]:

$$1. \quad \begin{aligned} \frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial z} + X\rho &= \rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2}, \\ \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_y}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial z} + Y\rho &= \rho \frac{\partial^2 v}{\partial t^2}, \\ \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{zy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + Z\rho &= \rho \frac{\partial^2 w}{\partial t^2}, \end{aligned}$$

где X, Y, Z — проекции на соответствующие оси x, y, z объемной силы, u, v, w — перемещения в соответствующих направлениях осей, σ и τ — нормальные и касательные напряжения, ρ — множитель.

$$2. \quad \varepsilon_x = \frac{\partial u}{\partial x}; \quad \varepsilon_y = \frac{\partial v}{\partial y}; \quad \varepsilon_z = \frac{\partial w}{\partial z},$$

$$\gamma_{xy} = \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}; \quad \gamma_{yz} = \frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y}; \quad \gamma_{zx} = \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z},$$

$$\text{т. е. } \varepsilon_{ik} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_k} + \frac{\partial u_k}{\partial x_i} \right), \text{ где } \varepsilon_x, \varepsilon_y, \varepsilon_z - \text{линейные де-}$$

формации, $\gamma_{xy}, \gamma_{yz}, \gamma_{zx}$ — угловые деформации.

$$3. \quad \sigma_{cp} = E_0 \varepsilon_{cp}, \quad D_n + n \dot{D}_n = 2GD_{def} + \frac{2}{3}Hn\dot{D}_{def}, \quad (1)$$

где D_n, D_{def} — девиаторы напряжений и деформаций; $\dot{D}_n, \dot{D}_{def}$ — девиаторы их скоростей, n, Hn — коэффициент пропорциональности скоростей напряжений и деформаций, E — модуль сдвига.

4. Кинематические уравнения, отражающие закон распределения скоростей деформаций или скоростей перемещения граничных точек тела, не приведены, т. к. должны быть заданы геометрия тела и его границы.

В свою очередь, в развитие теории вязко-упругого тела были созданы и описаны разные модели. Так, для тела Фойга зависимость напряжений и деформаций имеет вид [1]:

$$\sigma = E\varepsilon + \eta \frac{d\varepsilon}{dt},$$

где η — коэффициент, t — время.

Интегрирование этого уравнения дает:

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} \left[1 - \exp \left(-\frac{E}{\eta} t \right) \right],$$

т. е. деформация описывается экспоненциальным законом, стремясь к величине σ/E при $t \rightarrow \infty$.

Материалы в процессе длительного нагружения стареют, т. е. изменяют свои свойства. Это изменение называют наследственностью. Учет наследственности усложняет решение задачи вязко-упругого тела, но с помощью преобразований Лапласа через изображение функции, используя принцип Вольтера, находят саму функцию σ_j и u_{ij} .

Все эти уравнения и подходы решения по оценке напряженно-деформированного состояния приведены для того, чтобы показать, что в первую очередь должна быть правильно выбрана модель тела. Во-вторых, количественная оценка напряжений весьма затруднительна и в любом случае приближенная из-за принятия допущений.

Поэтому решение задачи по отысканию зоны разрушения, разлома нефтеносного пласта необходимо вести, взяв за основу контур, как траекторию перемещений отдельных ее точек. По сути, известны перемещения u и v (плоское тело). Используя уравнения Коши, определяем деформации ε_x и ε_y . Уравнения (1) позволяют сделать вывод, что на разрушение влияет не только величина деформации, но и градиент деформаций $\dot{\varepsilon}_x, \dot{\varepsilon}_y$, где

$$\dot{\varepsilon}_x = \frac{\partial^2 u}{\partial x^2}; \quad \dot{\varepsilon}_y = \frac{\partial^2 v}{\partial y^2}.$$

На гидропроводность также влияют действующие напряжения в массиве. Это влияние существенно; оно может увеличить или уменьшить гидропроводность. Так, для двухмерного случая в трещиноватой среде деформации доминируют, увеличивая направленную гидропроводность [5]:

$$\begin{cases} K_x = \frac{g}{12\mu s} (b + \Delta b_y)^3 \\ K_y = \frac{g}{12\mu s} (b + \Delta b_x)^3 \end{cases},$$

где K_x и K_y – направленная гидропроводность; g – ускорение свободного падения, μ – кинетическая вязкость, s – сторона выделенной единицы площади без трещин и пор, b – суммарный линейный размер пор и трещин, Δb_x и Δb_y – изменение величины b в направлениях x и y .

Сдвиговые напряжения существенно влияют на гидропроводность, при этом Δb_x и Δb_y определяются как:

$$\begin{cases} \Delta b_x = \Delta b_{xn} + \Delta b_{xs} \\ \Delta b_y = \Delta b_{yn} + \Delta b_{ys} \end{cases}, \quad (2)$$

где Δb_{xn} , Δb_{xs} и Δb_{yn} , Δb_{ys} – смещения в x и y направлениях от нормальных и сдвиговых напряжений.

Направленная гидропроводность в зависимости от линейных и сдвиговых деформаций с учетом зависимости (2) определяется:

$$\begin{cases} K_x = \frac{g}{12\mu s} \{b + [b + s(1 - R_e)]\Delta \varepsilon_y + (s + b)(1 - R_g) |\Delta \gamma_{xy}| \}^3 \\ K_y = \frac{g}{12\mu s} \{b + [b + s(1 - R_e)]\Delta \varepsilon_x + (s + b)(1 - R_g) |\Delta \gamma_{xy}| \}^3 \end{cases}.$$

Если гидропроводность в начальных условиях

$$K_0 = \frac{gb^3}{12\mu s},$$

то общая зависимость между гидропроводностью и деформацией имеет вид:

$$\frac{K_{ii}}{K_0} = \left\{ 1 + \left[1 + \frac{s(1 - R_e)}{b} \right] \Delta \varepsilon_{jj} + \left(1 + \frac{s}{b} \right) (1 - R_g) |\Delta \gamma_{ij}| \right\}^3,$$

где $K_{ii}(i=x, y)$ – гидропроводность в направлении x , y ; $\Delta \varepsilon_{jj}(j=x, y)$ и $\Delta \gamma_{ij}(i, j=x, y)$ – наведенные деформации;

R_e, R_g – параметры, характерные для данной горной породы, причем $R_g = G/G_r$, $R_e = E/E_r$, где G_r, G и E_r, E – модули сдвига неповрежденного и данного горного массива и нормальные модули соответственно.

После проведенных расчетов градиента деформации ($\Delta \varepsilon$), гидропроводности (K), пьезопроводности (χ) имеем 3 вектора:

$$\Delta \varepsilon_1, \Delta \varepsilon_2, \dots, \Delta \varepsilon_i; K_1, K_2, \dots, K_i; \chi_1, \chi_2, \dots, \chi_i,$$

где i – число скважин.

Необходимо определить функции зависимостей:

$$\ln K_i = f_1(\ln \Delta \varepsilon_i), \quad (3)$$

$$\ln \chi_i = f_2(\ln K_i), \quad (4)$$

для чего применяется регрессионный анализ. Учитывая физику процесса, функции должны быть монотонны и, следовательно, можно принять линейную регрессию и регрессию экспоненциального типа.

В случае линейной регрессии вида $y = b_0 + b_1 x$ применяется метод наименьших квадратов, а оценка проводится по коэффициентам корреляции, детерминации, Φ -критерию и по стандартной погрешности оценки (уравнения).

В случае регрессии экспоненциального вида $y = c + \exp(b_0 + b_1 x)$, где вместо x и y вводятся значения $\ln \Delta \varepsilon_i$, $\ln K_i$ и $\ln \chi_i$ для зависимостей (3) и (4) соответственно, используется квазинытоновский метод, который позволяет вычислить значения функции в различных точках для оценивания первой и второй производной. Вне зависимости от рассматриваемой модели всегда можно оценить полную дисперсию зависимой переменной (полную сумму квадратов), долю дисперсии, приходящуюся на остатки (сумму квадратов ошибок), и долю дисперсии относительно регрессионной модели (сумму квадратов относительно регрессии).

Таким образом, имея геологию нефтяного пласта, строится изополе градиента деформации. Затем, используя вышеприведенные зависимости, строятся карты пьезо- и гидропроводности, по которым можно указать места бурения наиболее эффективных по дебиту скважин. Такой подход был применен при освоении более чем тридцати месторождений УВС Западной Сибири.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Короновский Н.В. Напряжённое состояние земной коры // Соросовский образовательный журнал. – 1997. – № 1. – С. 40–47.
2. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения. – М.: Наука, 1974. – 640 с.
3. Безухов Н.И. Основы теории упругости, пластичности и ползучести. – М.: Высшая школа, 1968. – 512 с.
4. Крылов О.В., Изотов В.М., Пешков В.Е. и др. Гидродинамические исследования малодебитных скважин при их пуске в ра-

боту при монотонном изменении режима работы // Геолого-промысловое исследование скважин и пластов: Матер. Всерос. научно-практ. конф. – Екатеринбург, 2004. – С. 72–77.

5. Liu J., Elsworth D., Brady B.H., Muhlhaus H.B. Strain-dependent fluid flow defined through rock mass classification schemes // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2000. – V. 33. – № 2. – P. 75–92.

Поступила 07.12.2006 г.

СТОК НАНОСОВ РЕКИ ТОМЬ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

О.Г. Савичев

Томский политехнический университет

E-mail: OSavichev@mail.ru

Приведены результаты изучения стока влекомых и взвешенных наносов р. Томи у г. Томска. Показано, что для определения расходов влекомых частиц наиболее целесообразно использовать метод Г.И. Шамова. Установлено, что средний за 1986–2005 гг. суммарный твердый сток у г. Томска (нижнее течение р. Томи) составляет 47,89 кг/с или 1510179 т/год. Большая его часть представлена взвешенными частицами (65,4 %). Средний сток влекомых наносов составляет 16,57 кг/с или 522519 т/год. Приведены рекомендации по проведению руслоисправительных работ.

Введение

Определение стока речных наносов представляет собой сложнейшую научную задачу, рассматриваемую в рамках решения ряда фундаментальных и прикладных водных проблем, связанных с изучением массо- и энергопотоков в биосфере, оценкой и прогнозированием состояния водных объектов, предотвращением негативного воздействия вод и разработкой месторождений полезных ископаемых. Сток речных наносов складывается из стока взвешенных (переносимых во всей толще потока) и влекомых (переносимых в придонном слое потока) частиц. Если первая составляющая стока может быть относительно просто измерена, то с определением второй возникают существенные затруднения научного, методического и технического плана. Как следствие этого, в настоящее время отсутствуют достоверные данные о стоке влекомых и суммарных наносов многих рек, включая один из крупнейших притоков Оби – Томь, что существенно затрудняет принятие управленческих решений в области прогнозирования и предотвращения негативного воздействия вод в нижнем течении этого водотока.

Норма водного стока р. Томи в районе г. Томска составляет 1031 м³/с, причем большая его часть (69 %) приходится на период весеннего половодья (апрель – июнь). Примерно до 1960-х гг. на этом участке достаточно часто отмечались заторные и зажорные явления и связанные с ними затопления и подтопления территории г. Томска и окрестных сел [1]. С 1950-х гг. до середины 1980-х гг. непосредственно в речном русле проводилась интенсивная добыча песчано-гравийного материала (ПГМ), ставшая, по мнению ряда авторов, причиной уменьшения на 2,5 м отметок дна, а вслед за ними и уровней воды [2–4]. При этом произошло изменение очертаний береговой линии и русловых образований, в результате которого многие осередки и острова либо исчезли, либо изменились в плане и уменьшились по площади. Примерно в это же время (с 1950-х до середины 1980-х гг.) весенние половодья перестали представлять угрозу для г. Томска в части его затопления. В середине 1980-х г. работы по русловой добыче ПГМ у г. Томска были свернуты, а в конце 1990-х на р. Томи на участке 73...70 км от устья стало отмечаться расширение существующих осередков и их превращение в острова, а на этом фоне – усилен-

ные размыва русла и повышение максимальных уровней воды, не наблюдавшееся около 40 лет [5].

Одно из возможных решений в части предотвращения выявленного в последние годы размыва берегов и гидротехнических сооружений заключается в увеличении пропускной способности русла р. Томи в черте г. Томска за счет изъятия части руслового аллювия и поддержания границ меженного русла на равномерном удалении от берегов. Но для этого необходимы сведения о поступающих на этот участок наносах, на основе которых должен быть спроектирован объем русловых работ, а также информация о стоке наносов в течение года и в многолетнем разрезе. Именно такая задача и была поставлена в данной работе, выполненной по данным русловых съемок ОАО «Томскгеомониторинг», Томского района водных путей и судоходства и материалам гидрологических наблюдений Томского центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (ТЦГМиМОС), Томского государственного (ТГУ) и Томского политехнического (ТПУ) университетов за 1985–2005 гг.

Методика исследований

Общий сток речных наносов может быть оценен на основе анализа уравнения русловых деформаций, имеющего вид:

$$\frac{\partial G_{вл}}{\partial x} - q_{взв} + m_0 B \frac{\partial z}{\partial t} = 0, \quad (1)$$

где $G_{вл}$ – расход влекомых наносов в объеме беспустотной породы; $q_{взв}$ – расход взвешенных наносов, оседающих на дно или поднимающихся вверх; m_0 – относительная плотность грунтов и наносов; B – ширина реки, м; x – координата продольного перемещения; z – высотная отметка дна; t – координата времени [6–8]. Согласно распространенным в Российской Федерации представлениям [8–12], величина $q_{взв}$ может быть рассчитана по методу А.В. Караушева:

$$q_{взв} = (u + k_u) S_{кон} - k_u S_{взм},$$

где u – гидравлическая крупность наносов, м/с; $S_{взм}$ – мутность взмыва, вычисленная для элемента транзитной струи, г/м³; $S_{кон}$ – средняя мутность воды в конце элемента Δx , г/м³; k_u – коэффициент, определяемый из условия равновесия русла:

$$k_u = \frac{u \Gamma}{1 - \Gamma},$$